

Eni

Relazione Finanziaria Annuale  
2022



# La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

## Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



# Eni

Relazione  
Finanziaria  
Annuale  
**2022**

## Lettera agli azionisti

# 1

## RELAZIONE SULLA GESTIONE

4

|                                    |    |
|------------------------------------|----|
| Attività                           | 6  |
| Modello di business                | 8  |
| Eni in sintesi                     | 10 |
| Attività di stakeholder engagement | 16 |
| Strategia                          | 18 |
| Risk Management Integrato          | 24 |
| Governance                         | 30 |

### Andamento operativo

|                                |    |
|--------------------------------|----|
| <b>Natural Resources</b>       | 42 |
| Exploration & Production       | 44 |
| Global Gas & LNG Portfolio     | 72 |
| <b>Energy Evolution</b>        | 78 |
| Refining & Marketing e Chimica | 80 |
| Plenitude & Power              | 90 |
| Attività ambientali            | 96 |

### Commento ai risultati e altre informazioni

|   |     |
|---|-----|
| Commento ai risultati economico-finanziari            | 100 |
| Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA | 125 |
| Fattori di rischio e incertezza                       | 134 |
| Evoluzione prevedibile della gestione                 | 161 |

### Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)

|                    |     |
|--------------------|-----|
| Altre informazioni | 242 |
| Glossario          | 243 |

#### Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

#### Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione integrata 2022 è redatta secondo proprie linee guida interne di reporting anche facendo riferimento ai principi contenuti nell'International Framework dell'IIRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsibility e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda. La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere. Adempimenti ESEF (European Single Electronic Format). Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com), sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo [www.1info.it](http://www.1info.it)

# 2

## BILANCIO CONSOLIDATO

**246**

|   |     |
|---|-----|
| Schemi di bilancio  | 248 |
| Note al bilancio consolidato  | 256 |
| Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC | 374 |
| Attestazione del management   | 395 |

# 3

## BILANCIO DI ESERCIZIO

**396**

|   |     |
|---|-----|
| Schemi di bilancio  | 398 |
| Note al bilancio di esercizio   | 404 |
| Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti | 468 |
| Attestazione del management   | 469 |

# 4

## ALLEGATI

**470**

|   |     |
|---|-----|
| Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2022                        | 472 |
| Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022   | 472 |
| Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio                                | 512 |
| Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione                 | 516 |
| Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario | 517 |
| Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato                                     | 521 |
| Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio                                     | 530 |
| Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti                                    | 538 |

**Disclaimer**

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

# Lettera agli azionisti

Cari Azionisti,

il 2022 è stato un anno molto impegnativo per la nostra compagnia, chiamata a dare risposte rapide e concrete alla crisi energetica europea gestendone i relativi rischi, e a progredire al tempo stesso nella transizione verso un modello di sviluppo sostenibile in linea con gli obiettivi climatici dell'UE e dell'agenda ONU 2030.

L'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia ha evidenziato in modo drammatico come la nostra civiltà abbia bisogno di energia sicura e a costi accessibili. Il tema della continuità e dell'affidabilità degli approvvigionamenti ha ridisegnato almeno nel breve termine le priorità delle agende energetiche degli Stati e degli operatori, bilanciate peraltro dalla conferma e anzi accelerazione degli obiettivi di decarbonizzazione a medio e lungo termine nella consapevolezza che la risposta alla sfida climatica non possa essere ritardata. Siamo convinti che la nostra strategia distintiva, basata sull'utilizzo degli strumenti e delle tecnologie disponibili in grado di ridurre da subito le emissioni e sulla centralità del gas nel nostro portafoglio, data la sua minore impronta carbonica, sia in grado di portare soluzioni concrete ed efficaci alla triplice sfida della sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e accessibilità, attraverso la diversificazione a livello geografico e tecnologico delle fonti energetiche. Lavoreremo con tutti i nostri stakeholder e partner per realizzare tale disegno.

Nel fronteggiare sfide che mai si erano presentate negli ultimi anni, la nostra compagnia ha ottenuto risultati eccellenti facendo leva sulla disciplina finanziaria e la costante attenzione all'asset integrity, ha contribuito in modo rilevante alla sicurezza energetica dell'Italia e dell'Europa e ha rilanciato obiettivi di continuo

sviluppo necessari in un mercato dell'energia in evoluzione, promuovendo in parallelo una significativa riduzione dell'impronta carbonica del portafoglio grazie alla pipeline in continua crescita di progetti nelle rinnovabili e nei biocarburanti.

A pochi mesi dallo scoppio della guerra, in un contesto di incertezza e volatilità, sono stati definiti con i partner storici di Eni una serie di accordi per diversificare le forniture di gas all'Italia e all'Europa, che consentiranno di rimpiazzare entro il 2025 il 100% dei circa 20 miliardi di metri cubi in passato approvvigionati dalla Russia, anticipando così il programma in atto di focalizzazione sulle riserve equity.

Aumenteremo le nostre produzioni in Algeria ed Egitto, incrementando i volumi all'export grazie alle infrastrutture esistenti (il terminale di Damietta e i gasdotti TTPC/Transmed gestiti da Sea Corridor) ed investiremo nel rilancio dei giacimenti nazionali. Nel medio termine nuove forniture saranno assicurate dallo sviluppo del progetto gas "Strutture A&E" in Libia. L'altra leva strategica per la sicurezza e la diversificazione geografica degli approvvigionamenti è costituita dai progetti equity GNL, quali in particolare: il progetto Congo per la valorizzazione delle riserve del blocco Marine XII con avvio atteso nel 2023; l'ingresso con una quota del 3% nel progetto del Qatar North Field East, il più grande al mondo; i contributi attesi da Nigeria, Angola, Indonesia; ed infine il Mozambico, nuova frontiera del GNL su scala globale grazie all'avvio di portata storica della produzione dal giacimento Coral South, realizzato in soli 5 anni e in linea con tempi e costi programmati, nonostante le interruzioni causate dalla pandemia.

Nel periodo di massima volatilità dei mercati, Eni ha preservato con successo, senza aiuti esterni, la solidità patrimoniale dell'azienda gestendo proattivamente i significativi rischi finanziari emersi a seguito dell'avvio della guerra in Ucraina, attraverso l'incremento delle riserve di liquidità, la ristrutturazione delle attività di copertura per ridurre il rischio "marginazione" e la rimodulazione degli impegni in vendita in relazione a possibili interruzioni nei flussi di gas russo.



Il 2022 è stato un anno di sostanziali progressi nella nostra strategia di transizione energetica, fondata sulle tecnologie proprietarie, sul modello satellitare e sulle alleanze con gli stakeholders.

Uno dei driver del nostro percorso di decarbonizzazione è costituito dalle tecnologie proprietarie maturate nell'ambito dei business tradizionali. La tecnologia di raffinazione Ecofining è stata applicata con successo nella riconversione in bioraffinerie dei siti di Gela e Venezia. Le tecnologie di giacimento e di stoccaggio del gas sono utilizzate per sviluppare, in sinergia con i campi petroliferi esauriti, soluzioni efficaci per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Il primo impiego è previsto nel Regno Unito nella realizzazione dell'hub di stoccaggio di Hynet, che farà leva sui nostri giacimenti esauriti nella Liverpool Bay con avvio nel 2025 ed una capacità di stoccaggio target di 10 milioni di tonnellate/anno dal 2030. Nel 2024 partirà in joint venture con Snam la fase sperimentale per la realizzazione di un hub CCS nell'offshore di Ravenna, dalle considerevoli potenzialità, attraverso lo sfruttamento di giacimenti esauriti e delle infrastrutture Eni nell'area. Fondamentali per il successo di lungo termine dell'Azienda, sono le tecnologie "break-through", quali la fusione a confinamento magnetico, una fonte di energia potenzialmente inesauribile, sicura e a zero emissioni, in grado di cambiare il paradigma energetico futuro. Commonwealth Fusion System, nata come spin-out del MIT, della quale siamo principale azionista, realizzerà nei prossimi anni un impianto pilota per la produzione di energia da fusione.

Il modello di business a satelliti ci consente di valorizzare gli asset Eni, liberando al contempo risorse aggiuntive per gli investimenti nella transizione. In Energy Evolution, questo prevede la creazione di società dedicate impegnate nella progressiva riduzione e azzeramento delle emissioni "Scope 3", in grado di far emergere il valore inespresso mediante possibili cessioni di quote minoritarie o la quotazione sul mercato. Queste entità, da un lato, potendo beneficiare delle tecnologie, del know-how e dei servizi Eni, saranno in grado di accedere a capitali specializzati, e dall'altro, consentiranno di aumentare la flessibilità finanziaria del Gruppo. Mentre Plenitude ha l'obiettivo di fornire il 100% di prodotti decarbonizzati, a inizio 2023 è diventata operativa Eni Sustainable Mobility, che offrirà prodotti e soluzioni progressivamente decarbonizzati alle persone in movimento, facendo leva sull'esteso network di punti vendita e sullo sviluppo della bioraffinazione verticalmente integrata con il nostro agri-business. Tale modello è stato applicato in alcune geografie E&P, attraverso business combination che hanno dato vita a entità valutate all'equity, i cui significativi investimenti saranno finanziati in modo autonomo, consentendo a Eni di liberare risorse finanziarie a

beneficio della sicurezza e sostenibilità energetica. Dopo il successo dell'operazione Vår Energi in Norvegia con la quotazione in borsa e l'ingresso di nuovi investitori, ad agosto è diventata operativa Azule Energy, la joint venture con bp che combina gli asset dei due partner in Angola, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti attraverso lo sviluppo di progetti organici, quali Agogo e il New Gas Consortium per la valorizzazione di gas non associato del Paese, e la massimizzazione delle sinergie operative. In futuro intendiamo replicare tale modello in altre geografie E&P.

Il nostro percorso di decarbonizzazione si fonda anche sui biocarburanti avanzati, prodotti da feedstock di scarto o non in competizione con la catena alimentare, che sfrutteranno in misura crescente l'integrazione con il nostro agri-business, mentre nell'ottobre 2022 è cessato l'approvvigionamento di olio di palma. A luglio è stato avviato in Kenya il primo di tali progetti e sempre di più l'Africa diverrà parte di una filiera integrata verticalmente con la nostra bioraffinazione per la fornitura di un bio-olio a partire da scarti e materie prime prodotte in terreni degradati, con importanti, positive ricadute sull'occupazione e sullo sviluppo locale. Nel 2022 è stato consegnato agli impianti Eni il primo carico di tale olio, il cui risparmio emissivo è superiore agli standard europei previsti dalla Direttiva Rinnovabili. Intendiamo esportare tale modello in altri Paesi del continente africano, in Congo, Mozambico, Angola, Costa d'Avorio, Ruanda e poi in Kazakistan, dove sono in corso studi di fattibilità, nonché in Italia in collaborazione con Bonifiche Ferraresi. L'agri-business incarna i fondamentali pilastri della sostenibilità Eni: decarbonizzazione, economia circolare, local content. Con il SAF, Sustainable Aviation Fuel di produzione, Eni contribuisce alla decarbonizzazione del trasporto aereo grazie alle produzioni di Taranto e Livorno. Nel 2024 sarà avviata la produzione di biojet a Gela e Venezia con l'obiettivo di raggiungere una capacità di produzione di 0,2 milioni di tonnellate al 2026.

La sostenibilità è entrata nelle nostre operazioni di raccolta di capitale. Con l'adozione nel 2021 del "Sustainability-Linked Financing Framework", la Società si è fissata l'obiettivo di arrivare a coprire con strumenti finanziari indicizzati a obiettivi di sostenibilità il 25% del debito lordo totale entro il 2025. In tale ambito, a febbraio 2023 la Società ha concluso con successo il collocamento presso il pubblico retail italiano di un bond indicizzato a due degli obiettivi del framework sostenibile Eni, dell'ammontare di €2 miliardi con richieste pari a cinque volte l'offerta.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza e al modello di business costruito da Eni per creare valore sostenibile nel lungo termine, nel 2022, Eni ha confermato o migliorato le valutazioni di

eccellenza nei principali rating ESG utilizzati dai mercati finanziari: MSCI ESG, Sustainalytics ESG Risk Rating, ISS ESG, Bloomberg New Energy Finance Oil & Gas Transition Score, Moody's ESG Solutions, CDP Climate Change, Transition Pathway Initiative e ottenuto la conferma, per il sedicesimo anno consecutivo, nell'indice di borsa specializzato FTSE4Good Developed. Infine, Eni è stata inserita nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, il nuovo indice dedicato alle blue chip che eccellono nella performance ESG. Con riferimento alla parità di genere, Eni è stata inclusa per il secondo anno consecutivo nel Bloomberg Gender Equality Index 2023 e nella Top 100 del Gender Equality Ranking di Equileap.

In un contesto di mercato favorevole, i risultati 2022 sono stati sostenuti dalla disciplina finanziaria e dal controllo dei costi, dall'efficacia operativa e dall'attenta gestione dei rischi derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta. L'utile operativo adjusted pari a €20,4 miliardi, più del doppio del 2021, è stato trainato dalle eccellenti performance di E&P (+€7 miliardi), in grado di cogliere l'upside dello scenario petrolifero, di GGP (+€1,5 miliardi), grazie alla continua ottimizzazione del portafoglio diversificato tra gas e GNL, e di R&M (+€2,2 miliardi) che in un mercato corto di prodotti raffinati ha fatto leva sulla disponibilità degli impianti, la gestione del flusso di output e le azioni di efficienza sui consumi interni di gas ottenendo una performance record. L'utile netto adjusted è stato di €13,3 miliardi, più del triplo del 2021, grazie anche alla crescita delle nostre partecipazioni all'equity. L'andamento della gestione ha consentito di generare un robusto cash flow di €20,4 miliardi, al netto di €8,5 miliardi di imposte pagate inclusive del versamento di oltre €1 miliardo di contributi straordinari. Al netto della copertura degli investimenti organici di €8,2 miliardi e del fabbisogno per circolante e stoccaggio gas, il flusso di cassa discrezionale di €12,8 miliardi è stato essenzialmente impiegato per finanziare le acquisizioni nette, remunerare gli azionisti con €5,4 miliardi (dividendi di €3 miliardi e un programma di buy-back accelerato di €2,4 miliardi) e ridurre l'indebitamento finanziario netto di €2 miliardi portando il leverage al minimo storico di 0,13. La manovra di portafoglio ha riguardato le acquisizioni per accelerare la crescita di Plenitude, gli asset per la diversificazione degli approvvigionamenti di gas, tra cui la FLNG Tango per il progetto Congo GNL e il 3% nel progetto NFE in Qatar, nonché l'aumento di capitale per il rilancio di Saipem molto apprezzato dal mercato.

L'esplorazione ha continuato a fornire performance eccellenti con la scoperta di circa 750 milioni di boe di nuove risorse, al costo unitario competitivo inferiore ai 2 \$/boe, grazie al contributo dell'appraisal di Baleine e ai ritrovamenti di gas a Cipro, in Algeria, Egitto, Angola e Emirati Arabi Uniti.

Plenitude ha migliorato gli obiettivi fissati per il 2022 con un EBITDA Proforma superiore a €0,6 miliardi e una capacità installata al 31 dicembre di oltre 2 GW.

Versalis, penalizzata dalla rinnovata pressione competitiva nei segmenti commodity, ha avviato un processo di trasformazione verso un portafoglio prodotti sostenibile e competitivo, rafforzando la partnership con Novamont per lo sviluppo del business della chimica verde ed avanzando la riconversione dell'hub di Porto Marghera grazie all'accordo con Forever Plast per il riciclo meccanico di rifiuti plastici.

## Strategia e obiettivi

Il Piano Eni per il quadriennio '23-'26 identifica le azioni e le iniziative industriali finalizzate a consolidare la strategia di transizione: (a) facendo leva sull'integrazione di tecnologie e sui nuovi modelli di business volti ad offrire prodotti decarbonizzati ai clienti e, a garantire la sicurezza energetica e la sua sostenibilità attraverso la diversificazione geografica delle fonti, e (b) assicurando cash flow e ritorni economici. Allo scenario Brent di 85 \$/barile nel 2023 e di \$80 nel lungo termine, abbiamo varato una manovra di spesa da €37 miliardi, di cui circa il 25% destinata a progetti low carbon.

Le linee guida della E&P sono la massimizzazione della generazione di cassa attraverso la focalizzazione sugli asset a maggiore profittabilità, l'approccio di sviluppo fast track e la riduzione delle emissioni dirette. I principali sviluppi riguarderanno soprattutto le iniziative gas in Congo, Libia, Egitto, Italia e Medio Oriente, nonché il giant a olio di Baleine in Costa d'Avorio. Grazie a questi sviluppi e al mantenimento del plateau agli asset in produzione, prevediamo nel quadriennio '23-'26 un CAGR del 3-4%, sostenuto dalla componente organica e con un bilanciamento a favore del gas, la cui quota è prevista raggiungere il 60% entro il 2030. Manteniamo il nostro impegno nell'esplorazione quale driver di crescita e a sostegno della sicurezza energetica con investimenti medi di circa €0,5 miliardi per anno e iniziative focalizzate sul gas, sui temi maturi/near field in Nord Africa, Africa Occidentale e EAU.

La redditività del business GGP sarà sostenuta facendo leva sulla massimizzazione del valore dei progetti gas e GNL equity integrati e sulle flessibilità del portafoglio. I volumi contrattualizzati di GNL sono attesi superare 18 milioni di tonnellate/anno entro il 2026 verso 9 milioni di tonnellate/anno del 2022.

Prevediamo una rilevante espansione del segmento dei biocarburanti con un'accelerazione del target di capacità di bioraffinazione con oltre 3 milioni di tonnellate all'anno entro il 2025, grazie al contributo delle iniziative in Italia (una bioraffineria a Livorno),

Malesia e Stati Uniti, con una resa in biojet fino a 0,2 milioni di tonnellate al 2026. Lo sviluppo dell'integrazione verticale nella filiera agrihub fornirà al 2026 oltre 700 mila tonnellate di bio-olio, con ricadute positive sulla stabilità dei margini.

Plenitude continuerà il programma di espansione con l'obiettivo di raggiungere al 2026 una potenza installata da capacità rinnovabile superiore a 7 GW, una base clienti fino a oltre 11 milioni e il potenziamento della rete di punti di ricarica per veicoli elettrici portandola ad oltre 30.000 unità.

Confermiamo le nostre milestone per conseguire la neutralità carbonica al 2050 per le emissioni Scope 1, 2 e 3, con la riduzione del 35% entro il 2030 e dell'80% entro il 2040 rispetto ai livelli del 2018 e per le emissioni Scope 1 e 2 il raggiungimento delle zero emissioni nette entro il 2035.

In uno scenario incerto e volatile, le iniziative identificate da Eni nel 2022 con rapidità e visione e che saranno eseguite nel Piano '23-'26, ci consentiranno di rispondere in maniera efficace alle richieste di sicurezza energetica e diversificazione del sistema

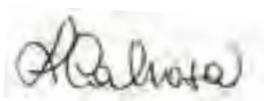
Europa e al tempo stesso di traguardare i nostri obiettivi di decarbonizzazione. La disciplina finanziaria nella selezione degli investimenti, l'attenzione ai costi e la gestione dei rischi ci permetteranno, unitamente alle azioni industriali pianificate, di ottenere una solida generazione di cassa in grado di finanziare i capex organici e di garantire ritorni al top dell'industria agli azionisti attraverso il nostro nuovo programma di dividendo e di buy-back delle azioni, mantenendo al contempo una solida struttura finanziaria con un leverage del 10-20% e un'adeguata flessibilità in caso di mutamenti repentini dello scenario.

I nostri stakeholder beneficeranno dell'azione industriale sempre più sostenibile di Eni grazie al nostro impegno a garantire l'accesso a un'energia affidabile e con costi accessibili, alla riduzione delle emissioni, alla promozione di nuovi modelli di business per accelerare la transizione dei nostri clienti, al rispetto dei diritti umani in tutte le fasi delle nostre attività, alla promozione del local content e dell'economia circolare, nonché alla crescita umana e professionale delle nostre persone fondata sulla valorizzazione del contributo di ciascuno, sull'inclusione, sulla motivazione e sul rispetto.

Roma, 16 marzo 2023

Per il Consiglio di Amministrazione

**Lucia Calvosa**  
La Presidente



**Claudio Descalzi**  
L'Amministratore Delegato





# RELAZIONE SULLA GESTIONE

|   |            |
|---|------------|
| Attività  | 6          |
| Modello di business   | 8          |
| Eni in sintesi  | 10         |
| Attività di stakeholder engagement                                  | 16         |
| Strategia   | 18         |
| Risk Management Integrato   | 24         |
| Governance  | 30         |
| <b>Andamento operativo</b>  |            |
| <b>Natural Resources</b>  | <b>42</b>  |
| Exploration & Production  | 44         |
| Global Gas & LNG Portfolio  | 72         |
| <b>Energy Evolution</b>   | <b>78</b>  |
| Refining & Marketing e Chimica                                      | 80         |
| Plenitude & Power   | 90         |
| Attività ambientali   | 96         |
| <b>Commento ai risultati e altre informazioni</b>                   |            |
| Commento ai risultati economico-finanziari                          | 100        |
| Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA               | 125        |
| Fattori di rischio e incertezza                                     | 134        |
| Evoluzione prevedibile della gestione                               | 161        |
| <b>Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)</b> | <b>162</b> |
| Altre informazioni  | 242        |
| Glossario   | 243        |

# Attività

**32.188**  
i nostri dipendenti

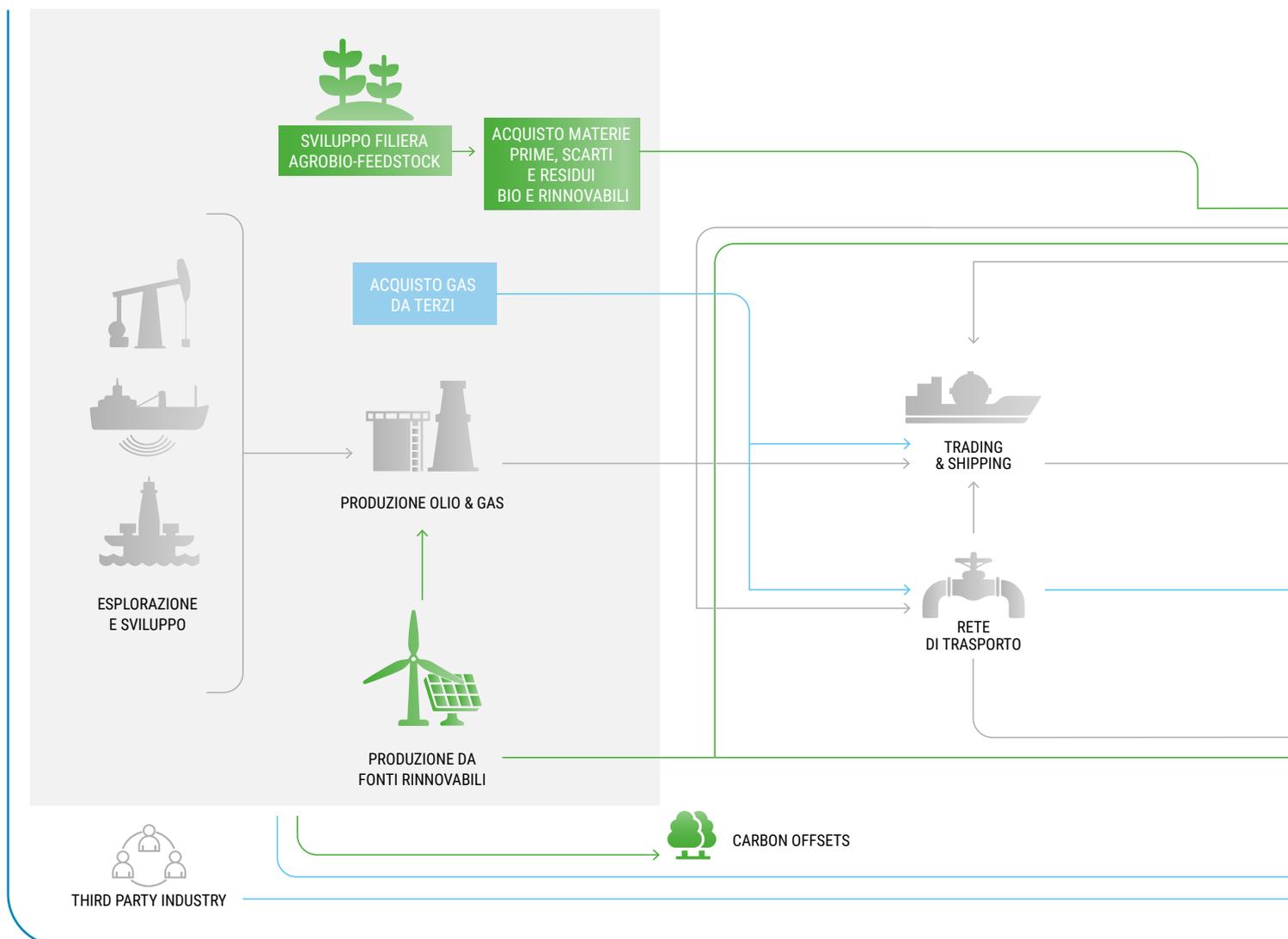
**62**  
i Paesi in cui  
siamo presenti

Eni è un'azienda globale dell'energia ad elevato contenuto tecnologico, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai mercati locali e ai clienti retail e business, a cui offre anche servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile. **Competenze consolidate, tecnologie, diversificazione geografica e delle fonti, alleanze per lo sviluppo e innovativi modelli di business e finanziari** sono le leve di Eni per continuare a generare valore, rispondendo in maniera efficace alle sfide del trilemma energetico (sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e accessibilità).

In particolare, Eni è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti e servizi energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente.

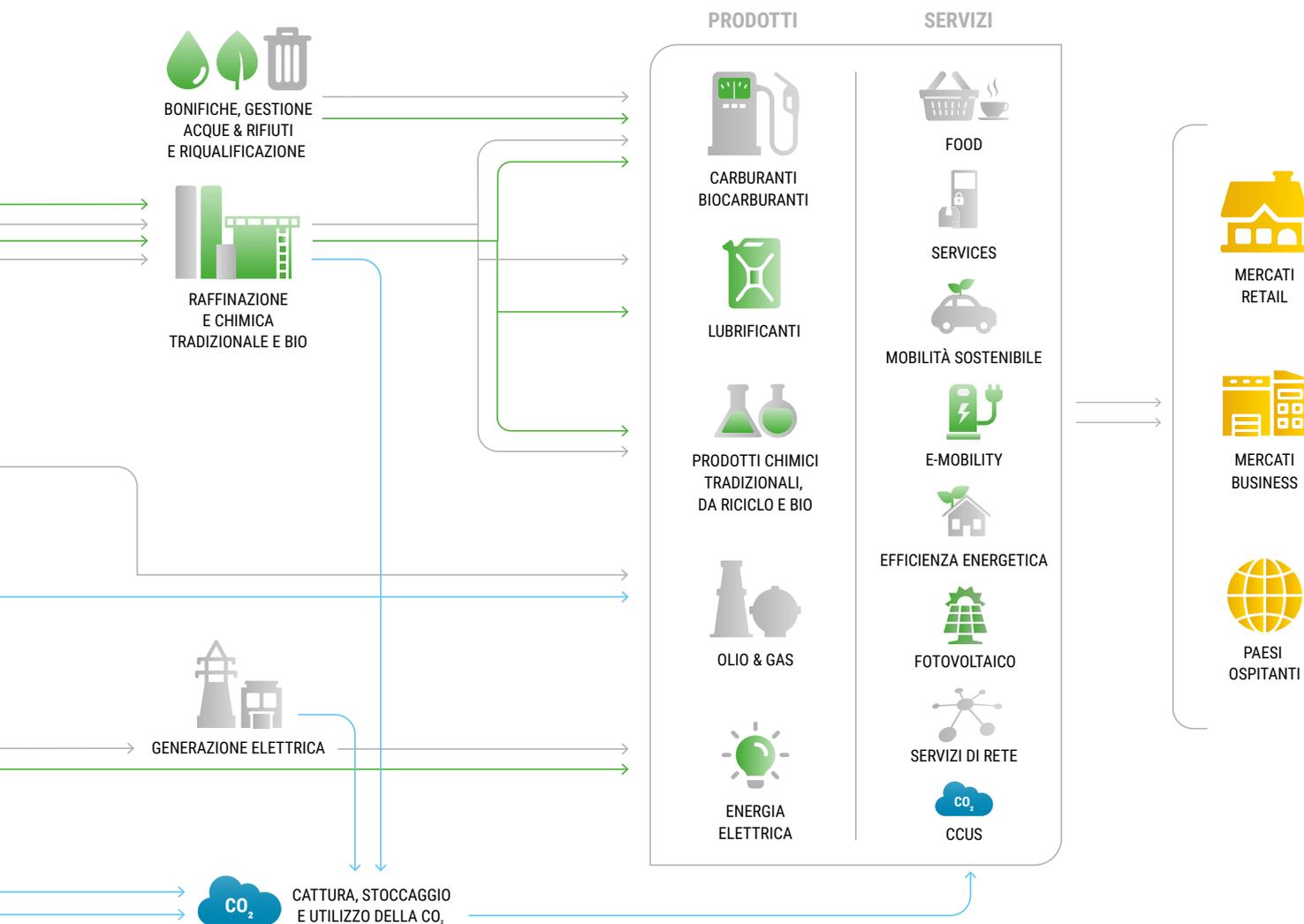
La strategia di Neutralità Carbonica al 2050 di Eni si basa su un piano di trasformazione industriale che prevede l'utilizzo di soluzioni tecnologiche già disponibili ed economicamente sostenibili, quali:

## LA CATENA DEL VALORE



- **Crescita progressiva della componente gas come fonte energetica** ponte nella transizione, affiancata da investimenti per la riduzione delle emissioni;
- **Bioenergia** attraverso lo sviluppo di biometano e biocarburanti, con un apporto crescente di materia prima proveniente da rifiuti e scarti e da una filiera integrata di produzione di agri-feedstock non in competizione con la filiera alimentare;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Carbon Capture Storage (CCS)** attraverso lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi;
- **Progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici**, tra cui l'idrogeno.

All'utilizzo su scala di tali soluzioni, si affianca la ricerca su tecnologie breakthrough, quali la fusione a confinamento magnetico, che possono contribuire a rivoluzionare il settore dell'energia. Le emissioni residue, cioè quelle che non possono essere ridotte a causa di vincoli tecnici ed economici, verranno compensate attraverso l'utilizzo di carbon offset di alta qualità, principalmente derivanti da Natural Climate Solutions.



# Modello di business

Siamo una società integrata dell'energia impegnata nella transizione energetica socialmente equa che, con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili, mira a far fronte alle cruciali sfide del nostro tempo: contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile per tutti

Il nostro **modello di business** è volto alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'energia. Il fulcro è rappresentato dalla **mission aziendale**<sup>1</sup>, ispirata all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, le cui fondamenta si sostanziano nel nostro **approccio distintivo**, che permea tutte le attività.

Eni continua il suo impegno al soddisfacimento dei pilastri essenziali del trilemma energetico, attraverso il conseguimento della sostenibilità ambientale unitamente alla sicurezza energetica e all'accessibilità.

Tali obiettivi fanno leva sulla diversificata presenza geografica e su un diversificato mix delle fonti energetiche, che unitamente ad un portafoglio di nuove tecnologie e al loro sviluppo fast-track, consentiranno di creare un mix energetico diversificato per la transizione energetica e per sostenere la sicurezza energetica, proseguendo nella creazione di valore e di opportunità breakthrough, riconoscendo al tempo stesso il ruolo essenziale di **partnership e alleanze con gli stakeholder** per assicurare un coinvolgimento attivo nella trasformazione del sistema energetico.

Il nostro modello agile e innovativo coniuga l'utilizzo di **tecnologie proprietarie** alla base dei business tradizionali allo sviluppo di un modello satellitare, con entità dedicate in grado di accedere autonomamente al mercato dei capitali per finanziare la propria crescita e al contempo di far emergere il valore reale di ogni business.

A supporto di questo modello integrato si inseriscono il **sistema di Corporate Governance**<sup>2</sup>, basato sui principi di trasparenza e integrità, il processo di **Risk Management Integrato**<sup>3</sup> funzionale per assicurare, attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi e delle opportunità del contesto di riferimento, decisioni consapevoli e strategiche e l'**analisi di materialità**<sup>4</sup> che approfondisce gli impatti più significativi generati da Eni su economia, ambiente e persone, inclusi quelli sui diritti umani.

Il funzionamento del modello di business si basa sul miglior utilizzo possibile di tutte le risorse (input) di cui l'organizzazione dispone e sulla loro trasformazione in output, mediante l'attuazione della propria **strategia**, contribuendo al contempo al raggiungimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030. Eni, inoltre, combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, articolando le proprie azioni lungo **tre leve**:

**ECCELLENZA OPERATIVA:** Il business di Eni ambisce all'eccellenza operativa attraverso un impegno continuo per la valorizzazione, la salute e la sicurezza delle persone, l'integrità degli asset, la tutela dell'ambiente, il rispetto dei diritti umani, la resilienza e la diversificazione delle attività e la solidità finanziaria. Questi elementi consentono ad Eni di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel proprio percorso di trasformazione.

**NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050:** Eni ha intrapreso un percorso che porterà alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050, considerando le emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta. In questo contesto il gas figura come fonte energetica ponte nella transizione.

**ALLEANZE PER LO SVILUPPO:** Eni mira alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui opera attraverso lo sviluppo di infrastrutture legate al business tradizionale ma anche alle nuove frontiere delle rinnovabili con l'obiettivo di generare valore nel lungo periodo, trasferendo il proprio know-how e competenze ai partner locali (c.d. approccio "Dual Flag"). In tali Paesi Eni promuove iniziative a sostegno delle comunità locali per favorire, oltre all'accesso all'energia, la diversificazione economica, la formazione, la salute delle comunità, l'accesso all'acqua e ai servizi igienici e la tutela del territorio, in collaborazione con attori internazionali e in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030.

(1) Si rinvia alla sezione dedicata del presente report.

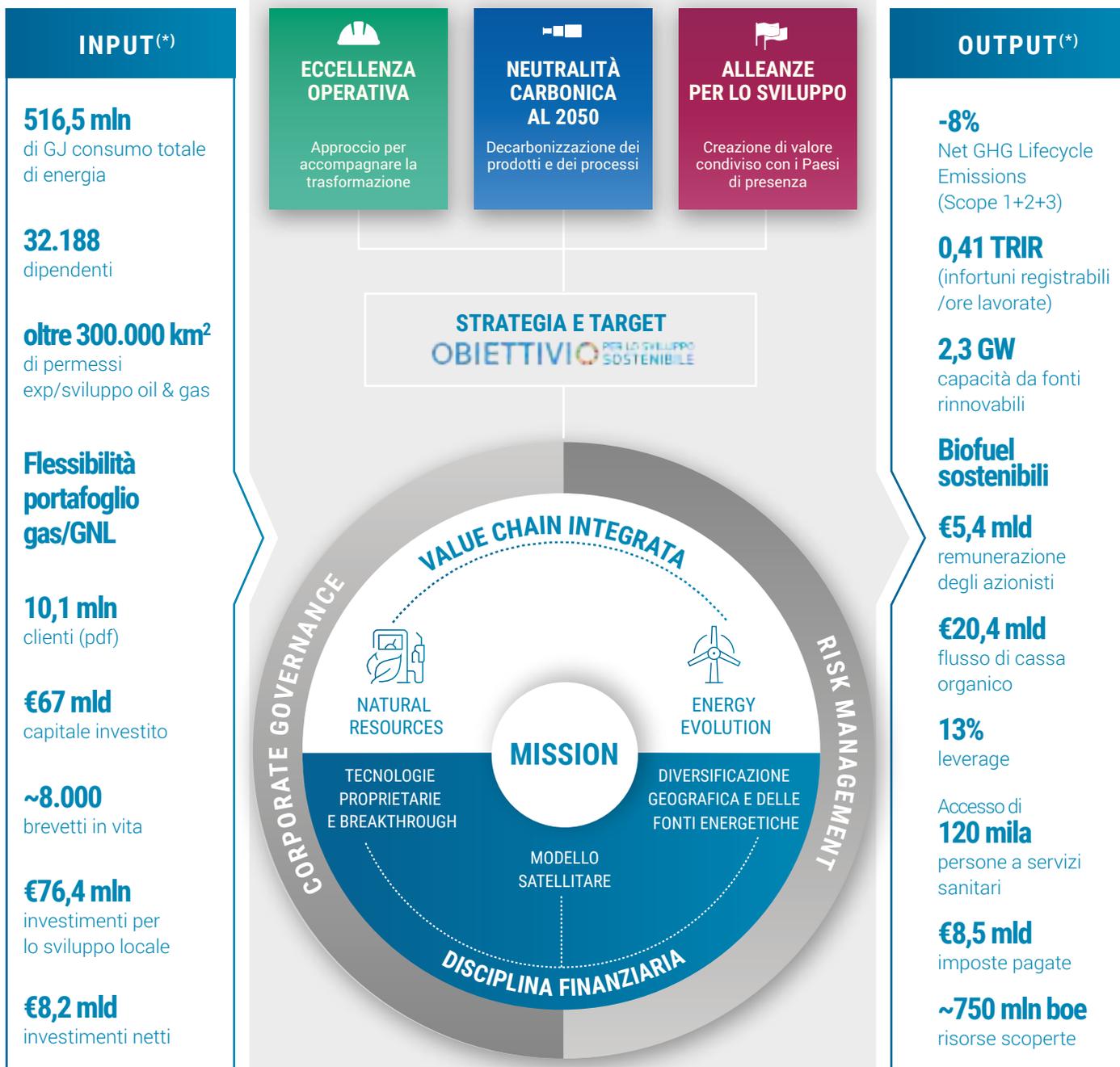
(2) Si rinvia al capitolo "Governance".

(3) Si rinvia al capitolo "Risk Management Integrato".

(4) Si rinvia alla "Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario", sezione "Temi materiali per Eni".

## CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

Attraverso la presenza integrata nell'intera catena del valore dell'energia



(\*) Nel 2022, salvo diversa indicazione.

# Eni in sintesi

“Nel 2022 ci siamo fortemente impegnati non solo nel progredire nei nostri obiettivi di sostenibilità ambientale, ma anche nel garantire la sicurezza energetica all'Italia e quindi all'Europa, costruendo una diversificazione geografica e delle fonti energetiche. I risultati operativi e finanziari che abbiamo raggiunto sono stati eccellenti, così come la capacità di garantire in tempi rapidi forniture stabili all'Italia e all'Europa e il progresso nei piani di decarbonizzazione.

Durante l'anno abbiamo concluso una serie di accordi e di attività per rimpiazzare in modo definitivo il gas russo entro il 2025, potendo contare sulle nostre solide relazioni con i Paesi produttori e sul nostro modello di sviluppo accelerato, che ci consentiranno di incrementare i flussi di gas da Algeria, Egitto, Mozambico, Congo e Qatar.

L'ultima operazione con la società di Stato libica NOC per lo sviluppo del progetto “Strutture A&E” e i recenti successi esplorativi nelle acque di Cipro, Egitto e Norvegia andranno a rafforzare la diversificazione geografica della nostra catena integrata di forniture.

Questa pronta reazione alla crisi del gas e l'integrazione con le attività upstream sono stati un importante fattore alla base dei risultati del settore GGP, in grado di onorare gli impegni di vendita diversificando le fonti”.

Claudio Descalzi  
AD Eni



## HIGHLIGHT FINANZIARI

In un contesto di mercato favorevole, i risultati 2022 sono stati sostenuti dalla **disciplina finanziaria** e dal **controllo dei costi**, dall'**efficacia operativa** e dall'**attenta gestione dei rischi** derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta.

€ **13,3** mld  
utile netto adjusted

€ **20,4** mld  
CFFO adjusted

**27%**  
del CFFO  
remunerazione azionisti

€ **7** mld  
indebitamento  
finanziario netto

**13%**  
leverage



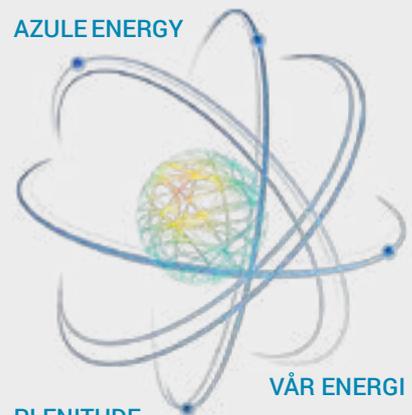
## MODELLO DI BUSINESS SATELLITARE

Nel 2022 compiuti significativi progressi nello sviluppo del **distintivo modello satellitare Eni**, che prevede la creazione di entità focalizzate su ambiti definiti in grado di accedere in via autonoma a specifici pool di capitali per finanziarne la crescita e per ottenere un pieno riconoscimento dei valori inespressi (**Plenitude, Sustainable Mobility, Vår Energi, Azule Energy**).

Tali entità continueranno a beneficiare delle tecnologie, del know-how e dei servizi Eni, consentendo al contempo al **Gruppo di ottimizzare** la propria struttura finanziaria.

### SUSTAINABLE MOBILITY

AZULE ENERGY



VÅR ENERGI

PLENITUDE



## ECCELLENZA OPERATIVA

Nonostante la volatilità dello scenario energetico abbiamo conseguito importanti performance operative, continuando a perseguire i nostri obiettivi strategici.

SDG: [1](#) [2](#) [3](#) [4](#) [5](#) [6](#) [7](#) [8](#) [9](#) [10](#) [11](#) [12](#) [13](#) [14](#) [15](#) [16](#) [17](#)

**50%**

del gas approvvigionato dalla Russia sostituito

**13,1 mg/l**

punti di ricarica veicoli elettrici

**750 mln/boe**

di nuove risorse scoperte

**90%**

riutilizzo delle acque dolci

**TRIR 0,41%**



## NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Nel 2022 è proseguito l'impegno di Eni nella **riduzione delle emissioni GHG**.

Costituita la società **Eni Sustainable Mobility** per portare avanti il piano di azzeramento delle emissioni dei clienti, con l'obiettivo di offrire soluzioni per una mobilità sempre più decarbonizzata ai clienti in Italia e in Europa.

SDG: [7](#) [9](#) [12](#) [13](#) [15](#) [17](#)

**2,3 GW**

capacità installata da fonti rinnovabili di gruppo raddoppiata vs. 2021

**30 mln ton CO<sub>2</sub>**

-11% vs. 2021  
Net carbon footprint Eni (Scope 1 + 2)

**66 gCO<sub>2</sub>eq./MJ**

-0,4% Net Carbon Intensity vs. 2021

**1,1 mln tonn/a**

capacità bioraffinazione



## ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Conclusi diversi accordi nell'ambito della **sostenibilità e dell'innovazione**, potendo contare sulle nostre solide relazioni con i Paesi ospitanti e sul nostro modello di sviluppo accelerato, con l'obiettivo di favorire il processo di **transizione energetica e decarbonizzazione** delle nostre attività.

SDG: [1](#) [2](#) [3](#) [4](#) [5](#) [6](#) [7](#) [8](#) [9](#) [10](#) [13](#) [15](#) [17](#)

**€76,4 mln**

investimenti per lo sviluppo locale

**120.000 persone**

con accesso ai servizi sanitari



## INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Rafforzate collaborazioni con le principali università e ampliato l'ecosistema di innovazione attraverso **Eni Next**, la venture capital focalizzata sulle start-up ad alto potenziale, ed **Eniverse**, volto a scalare le tecnologie proprietarie per nuove opportunità di business. Attraverso **CFS**, spin-off del MIT, proseguiamo nello sviluppo della fusione a confinamento magnetico, attraverso la costruzione **SPARC**, un impianto sperimentale previsto in avvio nel 2025. Nel marzo 2023, è stata completata l'installazione al largo di Pantelleria, del primo dispositivo al mondo ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter) per la produzione di energia rinnovabile offshore in grado di convertire il moto delle onde in elettricità.

SDG: [7](#) [9](#) [12](#) [13](#) [17](#)

ACCELERATI I NOSTRI INVESTIMENTI IN R&S:

**~8.000** brevetti

**+400** progetti

### Profilo dell'anno

- Nel 2022 Eni ha conseguito solidi risultati con l'utile operativo adjusted di €20,4 miliardi raddoppiato rispetto al 2021 beneficiando dell'eccellente andamento dei settori E&P, GGP e del business R&M.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni di €13,3 miliardi, in aumento di €9 miliardi rispetto al 2021 riflette gli eccellenti risultati della gestione industriale e il notevole contributo delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto.
- L'utile netto di competenza degli azionisti Eni di €13,9 miliardi evidenzia un notevole incremento rispetto al 2021 grazie al miglioramento della gestione industriale in un contesto di mercato favorevole, attenuato da minori proventi straordinari netti relativi principalmente alla valutazione delle scorte.
- Remunerazione degli azionisti: nei mesi di settembre e novembre Eni ha pagato la prima e la seconda tranche trimestrale del dividendo 2022 di €0,22 per azione ciascuna, pari a €1,47 miliardi. La terza tranche di €0,22 per azione sarà messa in pagamento il 22 marzo con stacco cedola il 20 marzo 2023.
- Completato a novembre l'annunciato programma di acquisto di azioni proprie da €2,4 miliardi, corrispondenti a 195,55 milioni di azioni ritirate dal mercato (pari al 5,48% del capitale sociale), al prezzo medio di €12,27 per azione.
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 dicembre 2022 è pari a €7 miliardi, in diminuzione di €2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il leverage si attesta a 0,13, rispetto allo 0,20 al 31 dicembre 2021.
- Nel gennaio 2023 Eni ha lanciato con successo il primo prestito obbligazionario legato alla sostenibilità per il mercato retail in Italia dell'ammontare di €2 miliardi. Ricevuti ordini per oltre €10 miliardi rispetto a €1 miliardo inizialmente offerto, con l'offerta chiusa in soli 5 giorni.

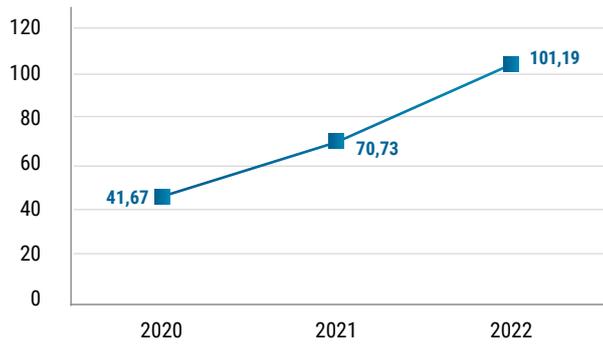
### Sviluppo del modello satellitare

Nel 2022 sono stati compiuti significativi progressi nello sviluppo del distintivo modello satellitare Eni, che prevede la creazione di entità focalizzate su ambiti definiti in grado di accedere in via autonoma a specifici pool di capitali per finanziarne la crescita e per ottenere un pieno riconoscimento dei valori inespressi. Tali entità continueranno a beneficiare delle tecnologie, del know-how e dei servizi Eni, consentendo al contempo al Gruppo di ottimizzare la propria struttura finanziaria (Plenitude e Sustainable Mobility nella direzione generale Energy Evolution, Azule Energy e Vår Energi nella direzione generale Natural Resources). Nella E&P tali entità sono state costituite con l'obiettivo di sviluppare nuove riserve di idrocarburi a sostegno della sicurezza energetica, remunerando gli azionisti con flussi di dividendi stabili e tendenzialmente in crescita e finanziando in via autonoma i relativi investimenti consentendo al Gruppo di avere risorse aggiuntive per l'ottimizzazione degli investimenti nel portafoglio energetico decarbonizzato.

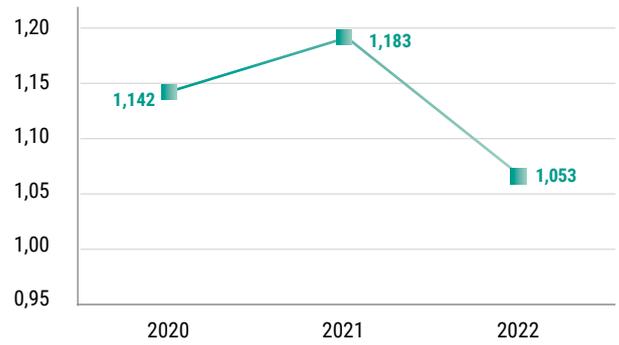
### Milestone operative

- Nell'esercizio 2022, incrementato il portafoglio risorse di circa 750 milioni di boe, continuando a realizzare eccellenti performance nell'esplorazione. Diverse scoperte avvenute in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il modello di sviluppo fast-track, in particolare in Algeria, Egitto e Abu Dhabi.
- Firmati importanti accordi per lo sviluppo di progetti di Cabon Capture and Storage: con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS), con la National Oil Corporation of Libya (NOC) per lo sviluppo delle grandi riserve di gas di strutture A&E, nell'offshore di Tripoli, compresa la costruzione di un hub onshore di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> (CCS).
- Nell'ambito dello sviluppo del business della bioraffinazione è stato annunciato l'accordo di collaborazione con la società di raffinazione PBF relativo al progetto di bioraffinazione St. Bernard Renewables LLC (SBR) in fase di costruzione in Louisiana (Stati Uniti d'America) attraverso una JV paritetica. L'avvio dell'impianto è atteso nella prima metà del 2023 con l'obiettivo di una capacità di trattamento di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno per la produzione principalmente di HVO Diesel.
- Sottoscritti rilevanti accordi con partner strategici per lo sviluppo di iniziative congiunte nell'ambito della sostenibilità e dell'innovazione, con l'obiettivo di favorire il processo di transizione energetica e decarbonizzazione delle proprie attività, anche attraverso lo sviluppo congiunto di iniziative innovative nell'ambito dell'agricoltura, della protezione di ecosistemi forestali, della salute e delle tecnologie, promuovendo sia iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni per la produzione di biocarburanti sia iniziative per la generazione di crediti di carbonio e supportando lo sviluppo di infrastrutture e servizi per la salute e l'educazione delle comunità locali.

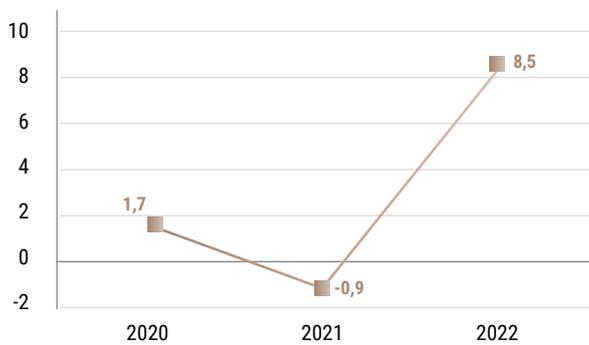
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED (\$/BL)



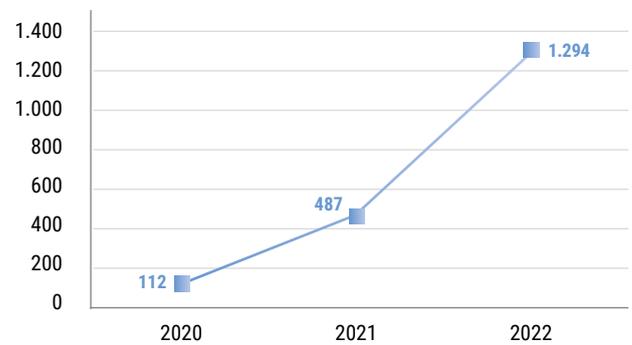
CAMBIO MEDIO EUR/USD



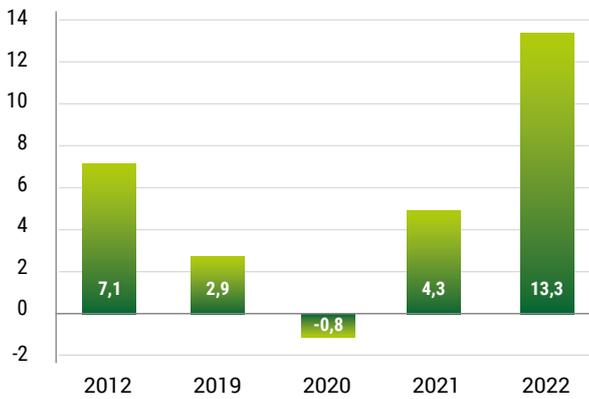
STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM) (\$/BL)



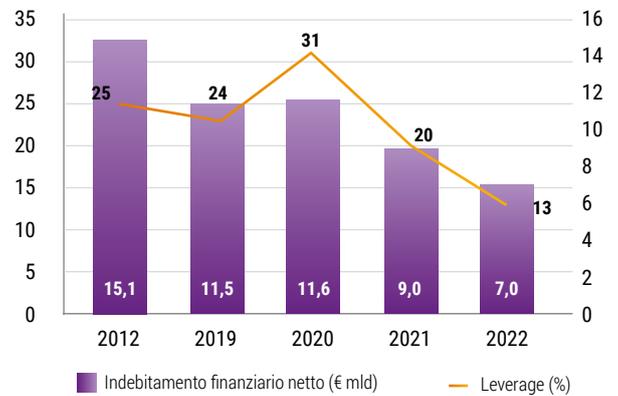
PSV (€/KMC)



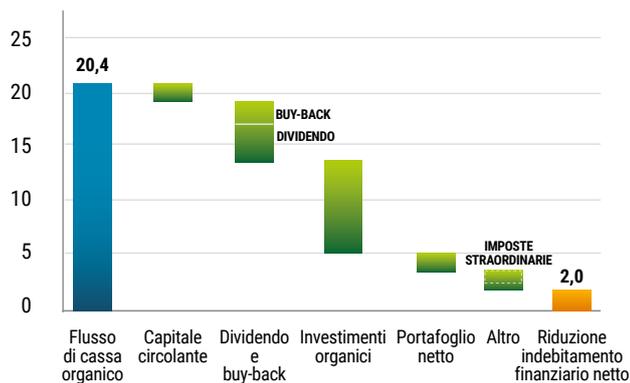
UTILE NETTO ADJUSTED (€ MLD)



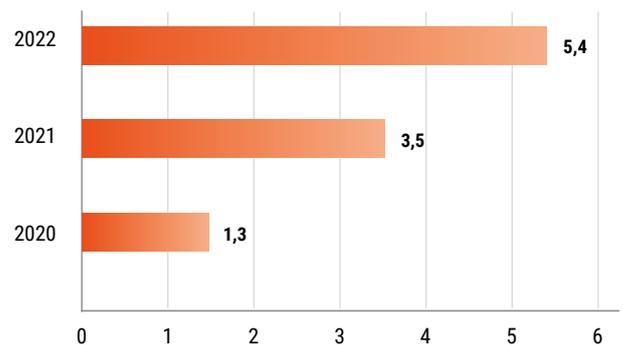
LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



ROBUSTA GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ MLD)





## PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

(a) Misure di risultato Non-GAAP.  
(b) Di competenza azionisti Eni.  
(c) L'importo 2022 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.  
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

|  |              | 2022    | 2021    | 2020    |
|--|--------------|---------|---------|---------|
| Ricavi della gestione caratteristica                 | (€ milioni)  | 132.512 | 76.575  | 43.987  |
| Utile (perdita) operativo                            |              | 17.510  | 12.341  | (3.275) |
| Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(a)</sup>    |              | 20.386  | 9.664   | 1.898   |
| <i>Exploration &amp; Production</i>                  |              | 16.411  | 9.293   | 1.547   |
| <i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>                |              | 2.063   | 580     | 326     |
| <i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>            |              | 1.929   | 152     | 6       |
| <i>Plenitude &amp; Power</i>                         |              | 615     | 476     | 465     |
| Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a)(b)</sup>     |              | 13.301  | 4.330   | (758)   |
| Utile (perdita) netto <sup>(b)</sup>                 |              | 13.887  | 5.821   | (8.635) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa          |              | 17.460  | 12.861  | 4.822   |
| Investimenti tecnici                                 |              | 8.056   | 5.234   | 4.644   |
| <i>di cui: ricerca esplorativa</i>                   |              | 708     | 391     | 283     |
| <i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>               |              | 5.238   | 3.364   | 3.077   |
| Dividendi per esercizio di competenza <sup>(c)</sup> |              | 3.077   | 3.055   | 1.286   |
| Dividendi pagati nell'esercizio                      |              | 3.009   | 2.358   | 1.965   |
| Totale attività a fine periodo                       |              | 152.130 | 137.765 | 109.648 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi   |              | 55.230  | 44.519  | 37.493  |
| Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16         |              | 7.026   | 8.987   | 11.568  |
| Indebitamento finanziario netto post IFRS 16         |              | 11.977  | 14.324  | 16.586  |
| Capitale investito netto                             |              | 67.207  | 58.843  | 54.079  |
| <i>di cui: Exploration &amp; Production</i>          |              | 50.910  | 48.014  | 45.252  |
| <i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>                |              | 672     | (823)   | 796     |
| <i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>            |              | 9.302   | 9.815   | 8.786   |
| <i>Plenitude &amp; Power</i>                         |              | 7.486   | 5.474   | 2.284   |
| Prezzo delle azioni a fine periodo                   | (€)          | 13,3    | 12,2    | 8,6     |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione     | (milioni)    | 3.483,6 | 3.566,0 | 3.572,5 |
| Capitalizzazione di borsa <sup>(d)</sup>             | (€ miliardi) | 48      | 44      | 31      |



## PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/ cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).  
(b) Un ADR rappresenta due azioni.  
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.  
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

|   |                | 2022  | 2021 | 2020   |
|---|----------------|-------|------|--------|
| Utile (perdita) netto                               |                |       |      |        |
| <i>per azione<sup>(a)</sup></i>                     | (€)            | 3,95  | 1,60 | (2,42) |
| <i>per ADR<sup>(a)(b)</sup></i>                     | (\$)           | 8,32  | 3,78 | (5,53) |
| Utile (perdita) netto adjusted                      |                |       |      |        |
| <i>per azione<sup>(a)</sup></i>                     | (€)            | 3,78  | 1,19 | (0,21) |
| <i>per ADR<sup>(a)(b)</sup></i>                     | (\$)           | 7,96  | 2,81 | (0,48) |
| Cash flow   |                |       |      |        |
| <i>per azione<sup>(a)</sup></i>                     | (€)            | 5,01  | 3,61 | 1,35   |
| <i>per ADR<sup>(a)(b)</sup></i>                     | (\$)           | 10,55 | 8,54 | 3,08   |
| Return on average capital employed (ROACE) adjusted | (%)            | 22,0  | 8,4  | (0,6)  |
| Leverage ante IFRS 16                               |                | 13    | 20   | 31     |
| Leverage post IFRS 16                               |                | 22    | 32   | 44     |
| Gearing   |                | 18    | 24   | 31     |
| Coverage  |                | 18,9  | 15,7 | (3,1)  |
| Current ratio                                       |                | 1,3   | 1,3  | 1,4    |
| Debt coverage                                       |                | 145,8 | 89,8 | 29,1   |
| Net Debt/EBITDA adjusted                            |                | 43,0  | 83,7 | 174,1  |
| Dividendo di competenza                             | (€ per azione) | 0,88  | 0,86 | 0,36   |
| Total Share Return (TSR)                            | (%)            | 16,2  | 52,4 | (34,1) |
| Dividend yield <sup>(c)</sup>                       |                | 6,5   | 7,1  | 4,2    |



## DIPENDENTI

|                                |          | 2022          | 2021          | 2020          |
|--------------------------------|----------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production       | (numero) | 8.689         | 9.409         | 9.815         |
| Global Gas & LNG Portfolio     |          | 870           | 847           | 700           |
| Refining & Marketing e Chimica |          | 13.132        | 13.072        | 11.471        |
| Plenitude & Power              |          | 2.794         | 2.464         | 2.092         |
| Corporate e altre attività     |          | 6.703         | 6.897         | 7.417         |
| <b>Gruppo</b>                  |          | <b>32.188</b> | <b>32.689</b> | <b>31.495</b> |

|                                       |             | 2022 | 2021 | 2020 |
|---------------------------------------|-------------|------|------|------|
| Spesa in R&S                          | (€ milioni) | 164  | 177  | 157  |
| Domande di primo deposito brevettuale | (numero)    | 23   | 30   | 25   |

## INNOVAZIONE



|   |   | 2022  | 2021  | 2020  |
|---|---|-------|-------|-------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)                              | (infortuni registrabili/ore) x 1.000.000            | 0,41  | 0,34  | 0,36  |
| <i>dipendenti</i>   |   | 0,29  | 0,40  | 0,37  |
| <i>contrattisti</i>   |   | 0,47  | 0,32  | 0,35  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)  | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)      | 39,39 | 40,08 | 37,76 |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 2)  |   | 0,79  | 0,81  | 0,73  |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti <sup>(b)</sup>   |   | 164   | 176   | 185   |
| Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) <sup>(c)</sup>                              |   | 419   | 456   | 439   |
| Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) <sup>(c)</sup>                                     | (grammi di CO <sub>2</sub> eq./MJ)                  | 66    | 67    | 68    |
| Net Carbon footprint upstream (Scope 1+2) <sup>(c)</sup>                              | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)      | 9,9   | 11,0  | 11,4  |
| Net Carbon footprint Eni (Scope 1+2) <sup>(c)</sup>                                   |   | 29,9  | 33,6  | 33,0  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream) | (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe) | 20,64 | 20,19 | 19,98 |
| Indice di efficienza operativa Gruppo   |   | 32,67 | 31,95 | 31,64 |
| Emissioni dirette di metano (Scope 1)   | (migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )        | 49,6  | 54,5  | 55,9  |
| Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine                                    | (miliardi di Sm <sup>3</sup> )                      | 1,1   | 1,2   | 1,0   |
| Volumi totali oil spill (>1 barile)   | (barili)  | 6.139 | 4.408 | 6.824 |
| <i>di cui: da atti di sabotaggio operativi</i>  |   | 5.253 | 3.053 | 5.866 |
|   |   | 886   | 1.355 | 958   |
| Prelievi idrici di acqua dolce  | (milioni di metri cubi)                             | 131   | 125   | 113   |
| Acqua di formazione reiniettata   | (%)   | 59    | 58    | 53    |

SALUTE,  
SICUREZZA  
E AMBIENTE<sup>(a)</sup>

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.  
(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.  
(c) KPI calcolati su base equity.

|   |                              | 2022  | 2021  | 2020  |
|---|------------------------------|-------|-------|-------|
| <b>EXPLORATION &amp; PRODUCTION</b>                                 |                              |       |       |       |
| Produzione di idrocarburi   | (migliaia di boe/giorno)     | 1.610 | 1.682 | 1.733 |
| Riserve certe di idrocarburi  | (milioni di boe)             | 6.614 | 6.628 | 6.905 |
| Vita utile residua delle riserve certe                              | (anni)                       | 11,3  | 10,8  | 10,9  |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve                           | (%)                          | 47    | 55    | 43    |
| Profit per boe <sup>(a)(c)</sup>                                    | (\$/boe)                     | 9,8   | 4,8   | 3,8   |
| Opex per boe <sup>(b)</sup>   |                              | 8,4   | 7,5   | 6,5   |
| Finding & Development cost per boe <sup>(c)</sup>                   |                              | 24,3  | 20,4  | 17,6  |
| <b>GLOBAL GAS &amp; LNG PORTFOLIO</b>                               |                              |       |       |       |
| Vendite gas naturale  | (miliardi di metri cubi)     | 60,52 | 70,45 | 64,99 |
| <i>di cui: in Italia</i>  |                              | 30,67 | 36,88 | 37,30 |
| <i>internazionali</i>   |                              | 29,85 | 33,57 | 27,69 |
| Vendite GNL   |                              | 9,4   | 10,9  | 9,5   |
| <b>REFINING &amp; MARKETING E CHIMICA</b>                           |                              |       |       |       |
| Capacità di bioraffinazione   | (milioni di tonnellate/anno) | 1,1   | 1,1   | 1,1   |
| Produzioni vendute di biocarburanti                                 | (migliaia di tonnellate)     | 428   | 585   | 622   |
| Tasso di utilizzo medio bioraffinerie                               | (%)                          | 53    | 65    | 63    |
| Quota di mercato rete in Italia                                     |                              | 21,7  | 22,2  | 23,2  |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa                         | (milioni di tonnellate)      | 7,50  | 7,23  | 6,61  |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo                     | (numero)                     | 5.243 | 5.314 | 5.369 |
| Erogato medio per stazione di servizio rete Europa                  | (migliaia di litri)          | 1.587 | 1.521 | 1.390 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale | (%)                          | 79    | 76    | 69    |
| Produzioni di prodotti petrolchimici                                | (migliaia di tonnellate)     | 6.775 | 8.476 | 8.073 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici                | (%)                          | 59    | 66    | 65    |
| <b>PLENITUDE &amp; POWER</b>  |                              |       |       |       |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo             | (megawatt)                   | 2.198 | 1.137 | 335   |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili                          | (gigawattora)                | 2.553 | 986   | 340   |
| Vendite gas retail e business                                       | (miliardi di metri cubi)     | 6,84  | 7,85  | 7,68  |
| Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali        | (terawattora)                | 18,77 | 16,49 | 12,49 |
| Punti di ricarica veicoli elettrici                                 | (migliaia)                   | 13,1  | 6,2   | 3,4   |
| Produzione termoelettrica   | (terawattora)                | 21,37 | 22,31 | 20,95 |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi                   |                              | 22,37 | 28,54 | 25,34 |

## DATI OPERATIVI



(a) Relativo alle società consolidate.  
(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.  
(c) Media triennale.

# Attività di stakeholder engagement

Eni considera il coinvolgimento degli stakeholder una leva fondamentale e strategica per perseguire una transizione giusta, responsabile e sostenibile: la partecipazione supporta la massimizzazione della creazione di valore di lungo periodo per l'azienda e gli stessi interlocutori, e riduce al tempo stesso i rischi di impresa. Anche in linea con il Codice Etico, Eni intrattiene rapporti basati su principi quali correttezza, legalità, trasparenza, tracciabilità, rispetto dei diritti umani, inclusione, parità di genere e tutela dell'ambiente e delle comunità. La partecipazione e la condivisione di scelte, obiettivi e risultati aziendali favorisce rapporti solidi e di reciproca fiducia, rappresentando inoltre una forte componente del processo di definizione della materialità. Nel 2022 circa 3.000 stakeholder sono stati ingaggiati per l'analisi di materialità che indirizza la strategia aziendale e guida la definizione del Piano Strategico. Il dialogo continuo che tocca tutte le funzioni aziendali con ruoli, livelli di coinvolgimento e responsabilità differenti, permette di comprendere le aspettative e le esigenze degli stakeholder di Eni, presente in 62 Paesi con specificità e contesti molto diversificati. A supporto della relazione con gli stakeholder locali, Eni utilizza l'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS), in cui sono mappati circa 5.300 stakeholder e che permette una gestione costante e puntuale dei grievance e delle richieste.

| CATEGORIE   | TEMI RILEVANTI  |
|---|---|
| <b>PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Salute e sicurezza dei lavoratori</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Sviluppo del capitale umano</li> <li>■ Diversità, inclusione e work-life balance</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> </ul>  |
| <b>COMUNITÀ FINANZIARIA</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Strategia e performance economico-finanziaria<sup>(*)</sup></li> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Tutela dei diritti umani</li> <li>■ Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale</li> <li>■ Economia circolare</li> </ul> |
| <b>COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sviluppo locale</li> <li>■ Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Accesso all'energia</li> <li>■ Gestione responsabile della catena di fornitura</li> <li>■ Tutela dei diritti umani</li> </ul>                               |
| <b>CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Salute e sicurezza dei lavoratori</li> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Tutela dei diritti umani</li> <li>■ Sviluppo del capitale umano</li> <li>■ Diversità, inclusione e work-life balance</li> <li>■ Digitalizzazione e Cyber security</li> </ul>                                |
| <b>CLIENTI E CONSUMATORI</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Relazioni con i clienti</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Economia circolare</li> <li>■ Digitalizzazione e Cyber security</li> </ul>   |
| <b>ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Accesso all'energia</li> <li>■ Economia Circolare</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Sicurezza Energetica<sup>(*)</sup></li> </ul>  |
| <b>UNIVERSITÀ, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Sviluppo locale</li> <li>■ Economia circolare</li> <li>■ Tutela dei diritti umani</li> </ul>  |
| <b>ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA, ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI E ORGANISMI ASSOCIATIVI</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sviluppo del capitale umano</li> <li>■ Economia circolare</li> <li>■ Riduzione degli impatti ambientali</li> <li>■ Salute e sicurezza dei lavoratori</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> </ul>   |
| <b>ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE ALLO SVILUPPO</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sviluppo locale</li> <li>■ Contrasto al cambiamento climatico</li> <li>■ Economia circolare</li> <li>■ Accesso all'energia</li> <li>■ Innovazione</li> <li>■ Salute e sicurezza dei lavoratori</li> </ul>  |

(\*) I temi con asterisco sono indicati dalle funzioni aziendali come prevalenti nell'interazione con lo stakeholder di riferimento. I temi rilevanti riportati sono emersi dall'analisi di materialità, non necessariamente nell'ordine esposto. Dei sedici temi materiali, ogni funzione ne ha evidenziati sei.

## PRINCIPALI ATTIVITÀ DI ENGAGEMENT NEL 2022

- Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e allo sviluppo dell'imprenditorialità.
  - Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità.
  - Analisi di clima per raccogliere le opinioni dei dipendenti sull'azienda.
  - Iniziative internazionali a supporto del team building, della mobilità e formazione per favorire l'internazionalità.
  - Finalizzazione e/o sottoscrizione di accordi con le parti sindacali tra cui quello per lo Smart Working in Italia e progressiva estensione all'estero, per iniziative di well-being delle persone Eni, il contratto di espansione 2022-2023 e rinnovo dei CCNL di settore.
- 
- Capital Markets Day (piano strategico 2022-25 e di lungo termine al 2050) e Road-Show virtuale nelle principali piazze finanziarie.
  - Road-Shows con investitori e proxy advisor sulla remunerazione degli executive.
  - Conference call sui risultati trimestrali.
  - Partecipazione del Top Management alle conferenze tematiche organizzate delle banche.
  - Partecipazione alle conferenze tematiche e ingaggio continuativo con gli investitori istituzionali e le principali agenzie di rating in ambito ESG.
- 
- Consultazioni delle Autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti di business e di sviluppo locale.
  - Consultazioni con le comunità e altri stakeholder nei Paesi in cui sono stati condotti studi di impatto, tra cui Social and Human Rights Impact Assessment.
  - Gestione di richieste e grievance delle comunità locali.
  - Comunicazioni periodiche su avanzamento progetti e workshop su opportunità di Local Content.
  - Campagne di sensibilizzazione delle comunità locali su temi di salute e sull'uso dei fornelli migliorati.
- 
- Iniziative di sensibilizzazione e coinvolgimento dei fornitori in webinar tematici, workshop di settore ed eventi formativi e di approfondimento per favorire una consapevolezza diffusa della sostenibilità lungo l'intera supply chain.
  - Ampliamento della community di Open-es e rafforzamento dell'iniziativa con maggiori strumenti e servizi di sviluppo e erogazione di un programma formativo aperto a tutte le imprese sulle tematiche prioritarie ESG.
  - Due Diligence sui diritti umani: estensione dell'applicazione del modello risk-based per prevenire e mitigare i rischi lungo l'intera supply chain.
  - Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", strumento di finanza innovativa rivolto ai fornitori Eni e alla filiera dell'energia, per consentire di accedere a risorse finanziarie da destinare a progetti finalizzati allo sviluppo sostenibile.
- 
- Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazione dei Consumatori (AdC) nazionali e locali in particolare su tematiche legate alla transizione energetica e iniziative commerciali.
  - Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti e sponsorizzazione di iniziative delle AdC sui vari temi di sostenibilità.
  - Ascolto dei consumatori, dei clienti e coinvolgimento delle AdC per approfondimenti su prodotti, per valutazione e monitoraggio del servizio, per migliorarne la soddisfazione, la qualità e il posizionamento aziendale.
  - Presentazione alle AdC di risultati, obiettivi e strategie future per lo sviluppo e realizzazione della customer centricity.
- 
- Partecipazione a commissioni miste, incontri e tavoli di lavoro con Istituzioni e organizzazioni locali, nazionali, europee ed internazionali sui temi connessi ad attività di business, scenari geopolitici ed energetici tra cui decarbonizzazione, agri-business, sviluppo sostenibile, ecc..
  - Rappresentazione del posizionamento Eni su transizione energetica e decarbonizzazione in eventi pubblici e nei principali consessi multilaterali internazionali (es. G20, B20, COP27).
  - Ingaggio e dialogo istituzionale, anche nel contesto di partnership e membership, con think tank e organismi associativi (nazionali, europei e internazionali) e con organismi internazionali e/o promossi da istituzioni italiane ed europee sulla transizione energetica, ambientale e mobilità sostenibile.
  - Presentazione di progetti, visite di associazioni e delegazioni istituzionali e politiche nazionali presso impianti industriali, siti operativi e centri di ricerca.
- 
- Accordi di ricerca con le Università di Milano Bicocca e di Pisa oltre che con ENEA per la transizione energetica e decarbonizzazione.
  - Prosecuzione attività di collaborazione con: a) Politecnico di Milano e di Torino, Università di Bologna, Napoli, Pavia, Padova, Pisa, MIT, CNR, Consorzio INSTM, ENEA e INGV, b) con CNR per 4 centri di ricerca congiunti per lo sviluppo ambientale ed economico. Collaborazioni formative con: Università LUISS, Università IULM, Università di Roma 3, Università di Firenze.
  - Costituzione di un Laboratorio Congiunto con l'Università di Bologna per nuove tecnologie per la transizione energetica.
  - Partecipazione come socio fondatore nell'ambito del PNRR in 4 Centri Nazionali per la Ricerca e in 2 Ecosistemi dell'Innovazione.
  - Presenza nei principali hub di innovazione nazionale e internazionale, accordi con innovation broker, incubatori e acceleratori di start up.
- 
- Adesione e partecipazione a OGCI, IETA, WEF, IPIECA, IOGP, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI, The Council for Inclusive Capitalism, Energy Compact e collaborazioni con istituzioni internazionali sui diritti umani.
  - Convegni, dibattiti, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità; realizzazione di linee guida e condivisione di best practice, capacity building per la generazione e l'utilizzo dei crediti di carbonio.
  - Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali e di Categoria per la Supply Chain Sostenibile e le tematiche energetiche e per supportare le linee di business anche attraverso la verifica di posizionamenti comuni e studi per la decarbonizzazione.
  - Accordo di collaborazione per il IV Concorso Best Performer dell'Economia Circolare di Confindustria e la II° edizione del Circular Bootcamp con Confindustria.
- 
- Consolidate, attraverso accordi di collaborazione/partenariato, le attività di sviluppo condotte nei Paesi insieme ad organismi di cooperazione. Firmati accordi con UNIDO e UNESCO, organi e agenzie di cooperazione nazionali come AICS, EGPC, il Governatorato di Nabeul (Tunisia) e SETAB, organismi della società civile (OSC) e del settore privato come Centro Cardiologico Monzino IRCCS, CNH Industrial e Iveco Group.
  - Proseguite le collaborazioni con UNDP, USAID, istituzioni finanziarie come World Bank, CDP e Standard Bank, ministeri della salute dei Paesi ospitanti, organismi della società civile (OSC).

## NUMERI DELL'ANNO

**79%**  
tasso di partecipazione  
analisi di clima Eni

**>600**  
investitori incontrati

**360**  
incontri/call  
con investitori e agenzie

**1.200**  
persone coinvolte in Social  
and Human Rights Impact  
Assessment

**751**  
comunità locali (indigene  
include) mappate

**341**  
richieste e grievance gestiti

**>10.000**  
imprese aderenti a Open-es

**>500**  
rappresentanti  
delle Associazioni dei  
Consumatori incontrati

**~200**  
borse di studio universitarie  
erogate

**55**  
borse di studio  
per dottorati di ricerca  
finanziate/co-finanziate

**24**  
progetti di ricerca  
congiunta avviati

**>100**  
start up innovative  
incubate/accelerate

**30**  
accordi firmati per iniziative  
di sviluppo socioeconomico  
e di salute

# Strategia

“Il Piano conferma la forza e l’efficacia della nostra strategia. Nel 2014 abbiamo intrapreso un percorso di trasformazione industriale e finanziaria che ci ha progressivamente permesso di creare valore anche in scenari difficili, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti e la sostenibilità ambientale. Abbiamo focalizzato la nostra strategia di esplorazione e produzione principalmente sul gas, facendo leva sulle nostre produzioni e diversificando gli investimenti tra diversi Paesi. Questo ci ha permesso di attuare il nostro Piano finalizzato alla sostituzione di 20 miliardi di metri cubi di gas russo entro il 2025. Abbiamo trasformato la nostra piattaforma downstream e investito significativamente in tecnologia per creare e far crescere i nostri business legati alla transizione energetica, con l’obiettivo di azzerare le emissioni nette Scope 1, 2 e 3. Questo ci consente oggi di confermare pienamente i nostri obiettivi di decarbonizzazione, nonostante lo scenario attuale della sicurezza energetica e la necessità di far fronte a una forte domanda di energie tradizionali. Oggi possiamo delineare chiaramente come sarà Eni nel 2030: le nostre attività Upstream non genereranno più emissioni nette; la nostra produzione di idrocarburi sarà

## CONFERMA DEL PERCORSO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI



### Net zero GHG lifecycle emissions

(Scope 1, 2 e 3) al 2050

#### Net GHG Lifecycle Emissions

(Scope 1, 2 e 3) vs. 2018:

**-35%** al **2030**

**-80%** al **2040**

#### Net Carbon Footprint Eni

(Scope 1 e 2)

**Net zero emission** entro il **2035**

#### Net Carbon Footprint Upstream

(Scope 1 e 2)

**-65%** al **2025** (vs. 2018)

**Net Zero emission** entro il **2030**

## NUOVE ENERGY SOLUTION



### Plenitude

oltre **15 mln di clienti** e

**15 GW** di capacità rinnovabile  
entro il 2030

### Bioraffinazione

capacità ad oltre

**5 mln di ton/anno** dal 2030

### Fusione magnetica

previsto il

**primo impianto commerciale**

nei prossimi 10 anni

### Investimenti

prevista in crescita la quota dedicata  
alle nuove soluzioni energetiche:

al **30%** entro il **2026**

al **70%** entro il **2030**

fino all'**85%** al **2040**

composta principalmente da gas; la nostra capacità di produzione di biocarburanti supererà i 5 milioni di tonnellate all'anno; la nostra capacità di energia rinnovabile sarà superiore ai 15 GW. E i nostri investimenti nella tecnologia più rivoluzionaria legata alla transizione energetica – la fusione a confinamento magnetico – saranno prossimi a concretizzarsi nel primo impianto industriale. Infine, abbiamo profondamente rafforzato la Società dal punto di vista finanziario attraverso l'ottimizzazione e la razionalizzazione delle spese, e questo ci permette oggi di presentare forti obiettivi finanziari: un significativo CFFO generato sia dalle nostre attività tradizionali che dal contributo delle attività legate alla transizione; un modello di business a satelliti che ci consente di valorizzare le nostre attività liberando al contempo risorse aggiuntive per gli investimenti nella transizione, e un livello di debito molto basso. La nostra solidità finanziaria ci permette oggi di creare valore crescente per i nostri azionisti e di potenziare la politica di remunerazione”.

Claudio Descalzi, *Amministratore Delegato Eni*

## DISCIPLINA FINANZIARIA



### CAPEX 4Y

**€37 mld**  
nel 2023 circa **€9,5 mld**

### Internal Rate of Return

dei nuovi progetti upstream  
**~25%** allo scenario Eni

### Flusso di cassa operativo ante capitale circolante

**>€69 mld** nel quadriennio  
allo scenario Eni;  
nel **2023 >€ 17 mld**

### ROACE

**13% media 4Y**  
a scenario costante 2023

## CREAZIONE DI VALORE PER GLI SHAREHOLDERS



Distribuzione di circa  
**25-30% del CFFO** ante capitale  
circolante in dividendi e buy-back

### Dividendo annuale

**€0,94 per azione** per il **2023**  
(+7% vs. 2022)

### Pagamento dividendo

in **quattro rate** trimestrali paritarie:  
settembre e novembre 2023,  
marzo e maggio 2024

### Programma di buy-back

pari a **€2,2 mld nel 2023**  
(2x vs. 2022 policy @ 85 \$/bl);

In presenza di upside distribuzione del 35%  
del CFFO incrementale fino ad un ammontare  
massimo di buy-back pari a €3,5 mld

## PIANO STRATEGICO 2023-2026

Il Piano 2023-2026 si basa sul track-record di performance operative e finanziarie e si concentra su:

- sicurezza energetica e accessibilità attraverso la diversificazione geografica e tecnologica;
- riduzione delle emissioni;
- fare leva sulla tecnologia per le iniziative di oggi e per le future opportunità di innovazione;
- sviluppo del modello satellitare mirato all'accesso autonomo ai mercati dei capitali per finanziare la propria crescita e fare emergere il valore reale del business;
- creazione di valore per gli azionisti.

## GRUPPO

La forza finanziaria di Eni consente al Gruppo di eseguire la sua strategia di business, assicura flessibilità e garantisce ritorni ai suoi investitori.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- CFFO 2023 ante capitale circolante pari a oltre €17 miliardi e a oltre €69 miliardi nell'arco del Piano. A scenario costante, il CFFO 2026 sarà superiore di oltre il 25% a quello del 2023, trainato dall'E&P, dai contributi positivi di tutti i settori e dalla crescita dei principali business di transizione, Plenitude e Sustainable Mobility;
- ROACE medio del 13% nel periodo 2023-2026 a scenario costante 2023, +7 punti percentuali rispetto alla media del periodo 2010 - 2019, a conferma della produttività del capitale di Eni;
- CAPEX, nel 2023 sono previsti pari a circa €9,5 miliardi e €37 miliardi nell'arco di Piano. In USD, e a parità di inflazione, ciò rappresenta un +15% (rispetto al Piano precedente), per le nuove opportunità e l'ampliamento e l'accelerazione dei progetti Upstream esistenti caratterizzati da elevati ritorni. Questi progetti generano un valore significativo e continueranno a farlo ben dopo la fine del Piano. Le spesa destinata alle attività zero e low carbon sarà pari a circa il 25% degli investimenti di Gruppo;
- Free Cash Flow organico ante capitale circolante, Eni genererà oltre €32 miliardi nel corso del Piano quadriennale sulla base del nostro scenario;
- Leverage tra 10-20% nel periodo del Piano, a conferma della disciplina nella gestione del capitale e dei costi e della qualità del portafoglio della Società.

## NATURAL RESOURCES



### EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'**Upstream** prevede, nel rispetto dell'obiettivo di riduzione dell'impronta carbonica, la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sull'eccellenza nell'attività di esplorazione, su progetti fast track e sull'elevata qualità del portafoglio, confermata dai bassi costi tecnici e dall'elevato cash flow per barile, al top dell'industria.

L'evoluzione del mix produttivo prevede l'aumento progressivo della componente gas fino al 60% entro il 2030. Le emissioni nette Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva, oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti in ambito Natural Climate So-

lutions che assicureranno la compensazione delle emissioni residue. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- l'**aumento del Free Cash Flow organico upstream** per barile (pre working capital) del 20% nel 2026 rispetto al 2023, a scenario costante;
- la **crescita delle produzioni** nel periodo 2023-2026 a un tasso medio annuo del 3-4% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- spesa media capex upstream compresa tra €6 e €6,5 miliardi per anno nel quadriennio 2023-2026;
- l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- la valorizzazione e razionalizzazione del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire **2,2 miliardi di boe di risorse**, di cui il 60% di gas, al costo unitario di circa 1,5 \$/barile; l'esplorazione sarà focalizzata (circa 90%) in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti;
- lo **stoccaggio di 30 MTPA** di capacità gross di carbonio entro il 2030 tramite iniziative CCS;
- il rifornimento delle bioraffinerie Eni con oltre 700.000 tonnellate nel 2026 tramite iniziative di Agri-feedstock.



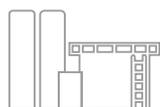
GGP

Nell'orizzonte di Piano, **GGP** proseguirà nella strategia di massimizzare i ritorni facendo leva su un portafoglio più diversificato e flessibile e su una maggiore componente equity.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- la **sostituzione completa dei volumi di gas russo** entro il 2025, facendo leva sulle forti relazioni con i Paesi produttori e sull'approccio di sviluppo fast-track dei progetti aumentando i volumi da Algeria, Egitto, Mozambico, Congo LNG e Qatar;
- la **crescita dei volumi contrattualizzati di LNG**, attesi superare i 18 milioni di tonnellate all'anno entro il 2026 (9 MTPA nel 2022);
- la realizzazione di un **Ebit adj cumulato GGP 2023-2026 di oltre €4 miliardi**, con un valore 2023 compreso tra €1,7 e €2,2 miliardi.

## ENERGY EVOLUTION



REFINING &amp; MARKETING

La strategia del settore **Refining & Marketing** è focalizzata da un lato sullo sviluppo dei vettori energetici alternativi e dei servizi per la mobilità e per la persona e dall'altro sul proseguimento della trasformazione degli asset di raffinazione tradizionale nel percorso di transizione energetica.

A tale processo contribuisce **Eni Sustainable Mobility**, costituita all'inizio di quest'anno, che combina la bioraffinazione, il biometano e la vendita di prodotti per la mobilità e che ha l'obiettivo di evolvere in una società multiservizio e multienergie, generando e liberando nuovo valore.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- accelerazione del target di capacità di bioraffinazione: oltre 3 milioni di tonnellate all'anno entro il 2025, rispetto ai 2 milioni di tonnellate del Piano precedente, e oltre 5 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030, grazie al contributo delle iniziative recentemente annunciate in Italia, Malesia e Stati Uniti;
- integrazione verticale come elemento distintivo della strategia di bioraffinazione;
- una rete di oltre 5.000 punti vendita in Europa per commercializzare e distribuire nuovi vettori energetici, come l'elettricità e, in prospettiva, l'idrogeno. Eni prevede di aggiungere circa 300 nuove stazioni nel corso del periodo del Piano;
- la trasformazione dell'assetto industriale attraverso la riconversione del circuito produttivo, sviluppando iniziative di economia circolare con tecnologie innovative;
- EBITDA di Sustainable Mobility pari a €1,5 miliardi entro il 2026, con una crescita media annua del 20% rispetto al 2023, che contribuisce a migliorare i risultati attesi del Downstream.



**VERSALIS**

La strategia di **Versalis** punta al raggiungimento di una redditività sostenibile grazie alla trasformazione verso un modello di business più sostenibile e competitivo. La Società proseguirà nel suo percorso di trasformazione in una società chimica pienamente specializzata e sostenibile.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- la **crescita nei mercati target** con investimenti nella piattaforma di compounding e in nuove tecnologie;
- l'espansione di iniziative di **economia circolare** e lo sviluppo di processi di riciclo.

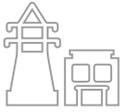


**PLENITUDE**

Le principali linee strategiche di **Plenitude** di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di oltre 15 GW al 2030 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 15 milioni di contratti di fornitura al 2030 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti.

Il Piano 2023-2026 prevede:

- la realizzazione di oltre 7 GW di capacità installata al 2026, supportati da una pipeline di nuovi progetti ed opportunità di oltre 11 GW;
- la crescita del portafoglio clienti con l'obiettivo di raggiungere 11 milioni di clienti nel 2026 facendo leva sullo sviluppo internazionale e sulla crescita del portafoglio clienti Power;
- lo sviluppo del mercato E-Mobility con l'obiettivo di raggiungere oltre 30 mila colonnine al 2026;
- EBITDA proforma nel 2022 di oltre €600 milioni, la Società prevede di triplicare questa cifra fino a €1,8 miliardi nel 2026.



## POWER

Il Piano del **Power** 2023-2026 prevede:

- la massimizzazione dei risultati grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione;
- l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

## ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG<sup>1</sup>

### Salute e sicurezza

Garantire la costante e continua attenzione alle persone, tutelandone la sicurezza e la salute.

### Capitale umano

Gestire gli impatti della transizione energetica sulle risorse umane e sulle comunità nell'ottica della Just Transition; sviluppare le competenze professionali richieste anche dai nuovi business; promuovere il rafforzamento della parità di genere e la valorizzazione delle diversità (+3 p.p. di presenza femminile al 2030 vs. 2020); sviluppare ulteriormente soluzioni di lavoro innovative e agili potenziando l'offerta Welfare e il work-life balance.

### Ambiente

Garantire la costante e continua attenzione all'uso efficiente delle risorse naturali, nel rispetto dei più elevati standard tecnici e gestionali.

### Diritti umani, Trasparenza e Integrità

Garantire la massima attenzione all'integrità, alla trasparenza, alla pari dignità delle persone e al rispetto dei diritti umani. Proseguire nel coinvolgimento dei fornitori nel percorso di transizione energetica.

### Sviluppo locale

Implementare 75 Progetti di Sviluppo Locale nei Paesi di presenza con un impegno complessivo di €326 milioni in quota Eni nel quadriennio 2023-2026, migliorando le condizioni di vita di 932 mila beneficiari attraverso iniziative di accesso all'energia; all'educazione; all'acqua; diversificazione economica e salute.

(1) Per maggiori dettagli si veda la sezione "Approccio responsabile e sostenibile" della Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario di Eni.

# Risk Management Integrato

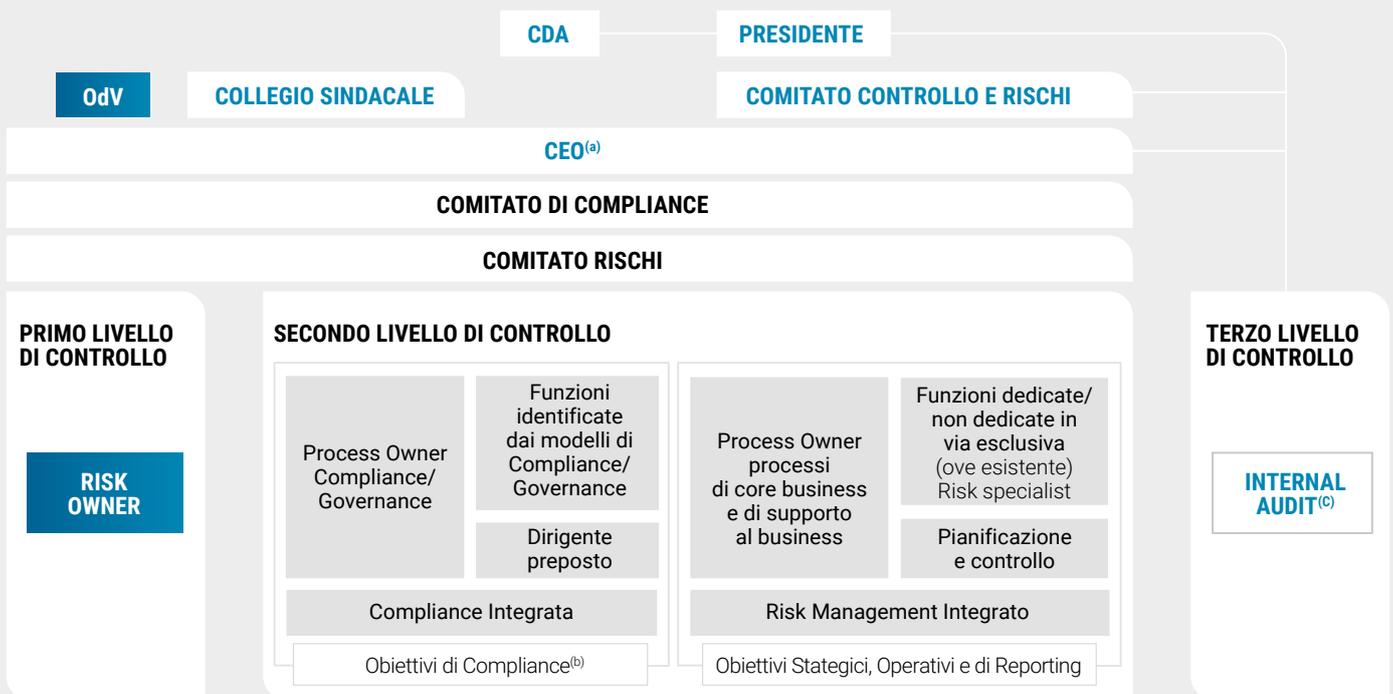
Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica

## IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva su criteri che assicurano la consistenza delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Il Modello è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 39), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della Società. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo



(a) Incaricato dell'istituzione e mantenimento del SCIGR.

(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.

(c) Il Responsabile della Funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal CCR e dal CEO e fermo quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e assegnazione risorse.

in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

## IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio e lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guidelines (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi: (i) Risk Governance, metodologie e strumenti (ii) Risk Strategy, (iii) Integrated Risk Management, (iv) Risk Knowledge, formazione e comunicazione.

Il processo RMI parte dal contributo specialistico all'elaborazione del Piano Strategico fornito sulla base della complessiva attività di risk management, con riferimento in particolare alla definizione delle aree di de-risking, all'analisi del profilo di rischio sotteso alla proposta di Piano e all'individuazione delle principali azioni con efficacia de-risking dei top risk strategici dell'azienda. Le risultanze delle attività sono presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo in tempi coerenti con il processo di Pianificazione Strategica.

Il sottoprocesso "**Integrated Risk Management**" prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse (ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi con impatto economico/finanziario sono analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi a rischio oppure di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test).

Nel corso del 2022 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 134 società presenti in 45 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2022. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni.

Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trat-

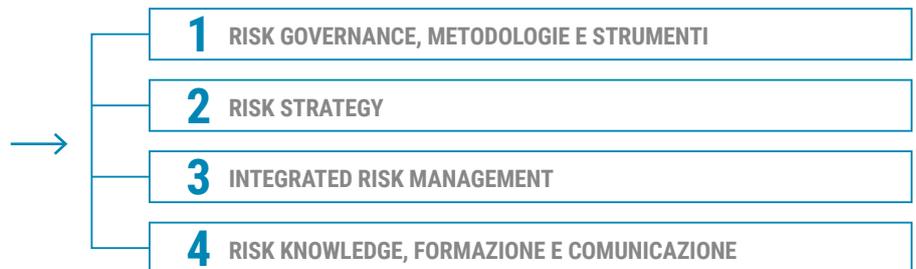
tamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2022.

Il sottoprocesso **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management, trasversalmente ai diversi business di Eni, nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze anche attraverso lo sviluppo di una Comunità di Pratica.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 19 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).

## RMI - Risk Management Integrato

Processo risk-based



## OBIETTIVI, PRINCIPALI RISCHI E AZIONI DI TRATTAMENTO

### RISCHIO STRATEGICO

#### SCENARIO



#### PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

**Scenario Prezzi commodity**, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent, del Gas e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.

#### AZIONI DI TRATTAMENTO

- Focalizzazione su resilienza e flessibilità del portafoglio attraverso: generazione di cassa dei business tradizionali, crescita dei nuovi business, ottimizzazione del portafoglio e manovra investimenti;
- ottimizzazione della gestione del portafoglio contratti gas attraverso processi di price revision e flessibilizzazione prelievi fisici;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato e dell'evoluzione del contesto geopolitico;
- ottimizzazione assetti industriali business tradizionali;
- sviluppo capacità di raffinazione bio, mediante conversione circuito produttivo raffinazione tradizionale e selettive partnership in progetti in aree geografiche differenziate;
- specializzazione del portafoglio della chimica verso prodotti e mercati a maggior valore aggiunto; sviluppo chimica da rinnovabili/bio e riciclo;
- massimizzazione del valore da mercato dei servizi power e iniziative per favorire la decarbonizzazione della generazione power;
- massimizzazione sinergie tra capacità di generazione elettrica da rinnovabili in sviluppo e portafoglio clienti power (energy management integrato ed hedging con portafoglio clienti) e ulteriore securizzazione dei ricavi attraverso la partecipazione alle aste e la stipula PPA.

#### CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO



#### PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

**Contrazione domanda/contesto competitivo**, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: (i) ridurre volumi di vendita, (ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, (iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti, (iv) contrazione domanda.

#### AZIONI DI TRATTAMENTO

- Sviluppo del portafoglio Gas-LNG con crescente quota equity derivante da iniziative integrate Upstream/GGP;
- azioni di ottimizzazione di portafoglio Gas/LNG;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato e dell'evoluzione del contesto geopolitico;
- crescita del business della mobilità sostenibile e sviluppo selettivo stazioni Premium;
- differenziazione del portafoglio della chimica verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione filiera a valle verso compounding;
- sviluppo chimica da rinnovabili e riciclo;
- crescita organica clienti retail gas e luce con progressiva integrazione con la capacità di generazione energie rinnovabili e con lo sviluppo dei servizi di generazione distribuita e di efficienza energetica;
- consolidamento posizione sul mercato renewables in particolare nei Paesi di presenza retail attraverso lo sviluppo della pipeline di progetti acquisiti, con particolare focus su Spagna e Italia.



**CLIMATE CHANGE**



**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Climate change**, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto;
- piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni;
- piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine;
- verifica della resilienza del portafoglio attraverso stress test basati su scenari low carbon;
- flessibilità della strategia e degli investimenti;
- diversificazione con sviluppo di nuovi business/prodotti low carbon;
- ruolo chiave della ricerca low carbon e dello sviluppo tecnologico;
- piani di incentivazione del management di breve termine e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico;
- leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali;
- monitoraggio dei trend giurisprudenziali in materia di cambiamento climatico.

**RISCHIO ESTERNO**

**RISCHIO CREDITO COMMERCIALE**



**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Rischio Credito Commerciale**, riferito al possibile mancato adempimento delle obbligazioni assunte da una controparte, con ricadute sulla situazione economica/finanziaria e sul raggiungimento degli obiettivi aziendali.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Modello del credito accentrato e coordinamento operativo nella gestione dei clienti multi-business;
- azioni gestionali a mitigazione del rischio: garanzie, factoring, coperture assicurative;
- monitoraggio sistematico degli indicatori di rischiosità delle controparti affidate e meccanismi tempestivi di alerting.

**BIOLOGICO**



**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Biologico - diffusione di pandemie ed epidemie**, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- adesione alla campagna vaccinale nazionale, anche attraverso la costituzione di centri vaccinali straordinari nei siti aziendali;
- attività di indirizzo tecnico-scientifico delle funzioni centrali per definire le misure di prevenzione e di trattamento da declinare e implementare a livello di business.

**GEOPOLITICO**



**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Geopolitico**, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Diversificazione geografica del portafoglio di approvvigionamento gas;
- attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- valorizzazione della presenza Eni, anche per il tramite di iniziative di sostenibilità, con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi.

|  |  |  |
|--|--|--|
| <p><b>PAESE</b></p>   | <p><b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b></p> | <p><b>Instabilità politica e sociale</b>, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del Paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.</p> <p><b>Global security risk</b>, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.</p> <p><b>Credit &amp; Financing Risk</b>, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti e nel recupero dei costi sostenuti.</p>   |
| <p><b>NORMATIVO SETTORE ENERGY</b></p>    | <p><b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b></p> | <p><b>Normativo Settore Energy</b>, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.</p>  |
| <p><b>RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI</b></p>   | <p><b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b></p> | <p><b>Rapporti con gli stakeholder</b> locali del settore energy.</p>  |
| <p><b>PERMITTING</b></p>   | <p><b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b></p> | <p><b>Permitting</b>, riferito al verificarsi di possibili ritardi o mancato rilascio di autorizzazioni, rinnovi o permessi da parte della Pubblica Amministrazione con impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine e reputazione.</p>   |
|  | <p><b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b></p>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversificazione geografica del portafoglio per mezzo di dismissioni ed acquisizioni mirate e sinergiche finalizzate a ridurre il profilo di rischio complessivo;</li> <li>• stretta collaborazione con le autorità locali;</li> <li>• interventi di mitigazione per i rischi security mediante progetti e programmi specifici per alcune aree/siti maggiormente sensibili;</li> <li>• presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;</li> <li>• stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;</li> <li>• richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.</li> </ul> |
|  | <p><b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b></p>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; advocacy nell'ambito dei processi istituzionali di definizione di nuove direttive o regolamenti finalizzati alla decarbonizzazione e alla sicurezza energetica;</li> <li>• definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: <ul style="list-style-type: none"> <li>- aumento capacità delle bioraffinerie e diversificazione feedstock e prodotti (phase-out olio di palma, sviluppo agro biofeedstock, produzione Biojet, sviluppo biometano);</li> <li>- sviluppo chimica da fonti rinnovabili, sviluppo riciclo meccanico avanzato e sviluppo tecnologie di riciclo chimico;</li> <li>- fornitura ai clienti retail di servizi di efficienza energetica, sviluppo generazione distribuita e sinergie con il business rinnovabili.</li> </ul> </li> </ul>  |
|  | <p><b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b></p>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e dei piani di incentivazione del management;</li> <li>• continuo dialogo con gli stakeholders per comunicare l'approccio sostenibile Eni alle attività, anche tramite progetti di sviluppo sociale e territoriale e di valorizzazione del local content;</li> <li>• realizzazione di accordi di collaborazione con enti nazionali e internazionali nella direzione del Partenariato Pubblico Privato (FAQ, UNDP, UNESCO, UNIDO...);</li> <li>• rispetto e promozione Diritti Umani attraverso operatività del Modello di gestione dei Diritti Umani, analisi di impatto ed integrazione della vista sui diritti umani nei processi di business.</li> </ul>  |
|  | <p><b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b></p>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dialogo costante con le Istituzioni anche a fini di proposta normativa;</li> <li>• audizioni presso le commissioni parlamentari;</li> <li>• coinvolgimento continuo fin dalle prime fasi delle autorità e degli stakeholder su obiettivi e progress di progetto;</li> <li>• trasferimento e condivisione del know-how con gli enti coinvolti, anche attraverso un maggior coinvolgimento degli organi tecnici;</li> <li>• presidio e monitoraggio degli iter autorizzativi settoriali con gli enti locali competenti;</li> <li>• visite/sopralluoghi dei rappresentanti delle istituzioni nei siti interessati;</li> <li>• avviamento piattaforma centrale Eni funzionale alla gestione del processo di Permitting e Compliance Ambientale dei siti operativi.</li> </ul>   |



## RISCHIO OPERATIVO

### INCIDENTI



#### PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischi di **blowout** e altri **incidenti agli asset** upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel **trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra** (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.

#### AZIONI DI TRATTAMENTO

- Coperture assicurative;
- attenta azione di prevenzione (applicazione nuove tecnologie) e real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito Process Safety e completamento delle azioni scaturite da Audit e Risk Assessment relativi a tematiche di Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e continuo miglioramento nella implementazione del sistema di gestione Asset Integrity Management a prevenzione di incidenti insieme all'incremento dell'affidabilità impianti;
- vetting: gestione e coordinamento delle attività rilevanti per la valutazione, l'ispezione e la selezione tecnica delle navi, l'assegnazione di un rating agli operatori;
- specifiche contrattuali standard nel trasporto marittimo;
- Contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

### CYBER SECURITY



#### PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

**Cyber Security & Spionaggio industriale**, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

#### AZIONI DI TRATTAMENTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Operation;
- rafforzamento dei presidi di sicurezza per le consociate estere e dei siti industriali;
- aumento della capacità di detection tramite Implementazione di IoC (Indicatori di Compromissione) specifici pervenuti da fonti Istituzionali e da provider di Cyber Threat Intelligence;
- promozione di una cultura della sicurezza informatica anche tramite azioni dedicate (es. simulazioni di Phishing);
- innalzamento del livello di monitoraggio degli eventi di sicurezza.

### INDAGINI E CONTENZIOSI HSE



#### PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

**Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza**, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation.

#### AZIONI DI TRATTAMENTO

- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- definizione di percorsi con la Pubblica Amministrazione per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- iniziative di comunicazione mirate;
- collaborazione con gli stakeholder e con la Pubblica Amministrazione (es. ministeri, Istituto Superiore di Sanità, università, etc.).

# Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance, elemento fondante del modello di business della Società

Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo.

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance<sup>1</sup> ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

A partire dal 1° gennaio 2021 Eni applica le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance 2020, cui il Consiglio di Amministrazione di Eni ha aderito il 23 dicembre 2020.

Il Codice di Corporate Governance individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. Ciò trova in particolare attuazione nell'elenco dei poteri che il Consiglio di Amministrazione ha deciso di riservare alla propria esclusiva competenza, da ultimo aggiornati il 26 gennaio 2023 con l'obiettivo di consolidare ulteriormente i propri compiti in linea con il Codice di Corporate Governance, con le migliori prassi nazionali ed internazionali e con il processo di trasformazione della Società e del Gruppo conseguente al percorso di transizione intrapreso.

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2022 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati garantiti tutti i diritti di legge e messi a disposizione ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile. È stata altresì adottata la politica per il dialogo con gli azionisti, approvata l'8 marzo 2022 dal Consiglio di Amministrazione di Eni, su proposta della Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato.

In linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2022, si segnalano, in particolare, la partecipazione a gruppi di lavoro associativi per l'approfondimento di temi oggetto di interventi normativi europei quali gli obblighi di rendicontazione e i doveri di diligenza in materia di sostenibilità, nonché le riflessioni in materia di Say on Climate. In particolare, in occasione dell'Assemblea dell'11 maggio 2022, in continuità con quanto effettuato l'anno precedente, è stato pubblicato un messaggio della Presidente e dell'Amministratore Delegato sulla transizione climatica in cui si richiedeva agli azionisti di esprimere, tramite il rappresentante designato, le proprie opinioni sulla strategia per il clima illustrata in tale documento.

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

## LA CORPORATE GOVERNANCE DI ENI

### Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli Azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

### Nomina e composizione degli organi sociali

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica<sup>2</sup>, nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze (ossia agli azionisti diversi da quello di controllo) un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli Azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato, come confermato anche dagli esiti delle autovalutazioni condotte annualmente dal Consiglio, da cui è emerso un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze<sup>3</sup> e sul contributo individuale dei Consiglieri al Consiglio di Amministrazione in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato. È stato riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, sia nel proprio ruolo di indirizzo strategico che nella propria attività di monitoraggio in relazione al percorso di transizione intrapreso. Altrettanto significativo il supporto fornito dai Comitati endo-consiliari, in particolare dal Comitato Sostenibilità e Scenari in ragione delle sue specifiche funzioni, in termini di qualità e profondità della discussione sia sui temi ESG e della sostenibilità che su quelli relativi alla transizione energetica e dei cambiamenti climatici.

Anche il Collegio Sindacale aveva nel 2020 espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle ultime valutazioni effettuate il 22 febbraio 2023, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>4</sup> dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura la Presidente) si conferma superiore alle previsioni statutarie e del Codice di Corporate Governance. In vista del prossimo rinnovo, previsto nel 2023 in occasione dell'approvazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2022 e, come raccomandato dal Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione,

(2) Si segnala che, a seguito delle dimissioni rassegnate il 1° settembre 2020 di uno dei Sindaci effettivi e al subentro di uno dei Sindaci supplenti, l'Assemblea del 12 maggio 2021 ha provveduto all'integrazione del Collegio Sindacale attraverso la nomina di un Sindaco effettivo e di un Sindaco supplente per la durata del mandato del Collegio Sindacale in carica.

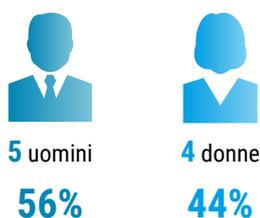
(3) In particolare, l'Amministratore Delegato e il Consigliere Vermeir possono vantare una solida esperienza e competenza nel settore di attività della Società, la Consigliera Litvack, attuale Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, sulle tematiche ESG.

(4) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia e ai sensi del Codice di Corporate Governance.

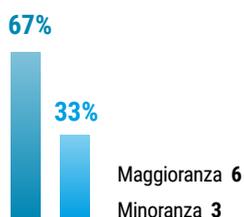
coadiuvato dal Comitato per le Nomine e tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, con il supporto dello stesso consulente esterno e indipendente che ha assistito il Consiglio nell'autovalutazione, anche al fine di tener conto del punto di vista di stakeholder esterni, filtrato dall'esperienza del consulente stesso, delle best practice di riferimento e delle indicazioni dei principali proxy advisors e delle organizzazioni di riferimento (in particolare il Comitato per la Corporate Governance), ha espresso agli azionisti un orientamento sulla sua composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale, nel quale è stata in particolare evidenziata la centralità delle competenze in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, sottolineando altresì l'importanza di assicurare che gli amministratori di Eni abbiano una conoscenza delle tematiche relative alla sostenibilità ed al controllo dei rischi climatici e ambientali, agita in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisita in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera la Società. Analogamente anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti un orientamento sulla propria composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale.

## COMPOSIZIONE DEL CDA

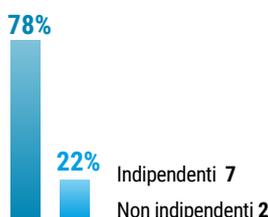
### Diversità di genere



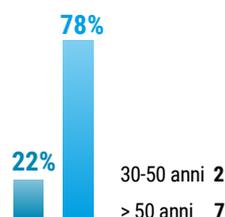
### Lista di provenienza



### Indipendenza<sup>(a)</sup>



### Fasce di età<sup>(b)</sup>



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.

(b) Dati al 31 dicembre 2022.

## La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi<sup>5</sup>, il Comitato Remunerazione<sup>6</sup>, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, nomina, revoca, remunerazione e risorse – fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, incaricato del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio<sup>7</sup>. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.

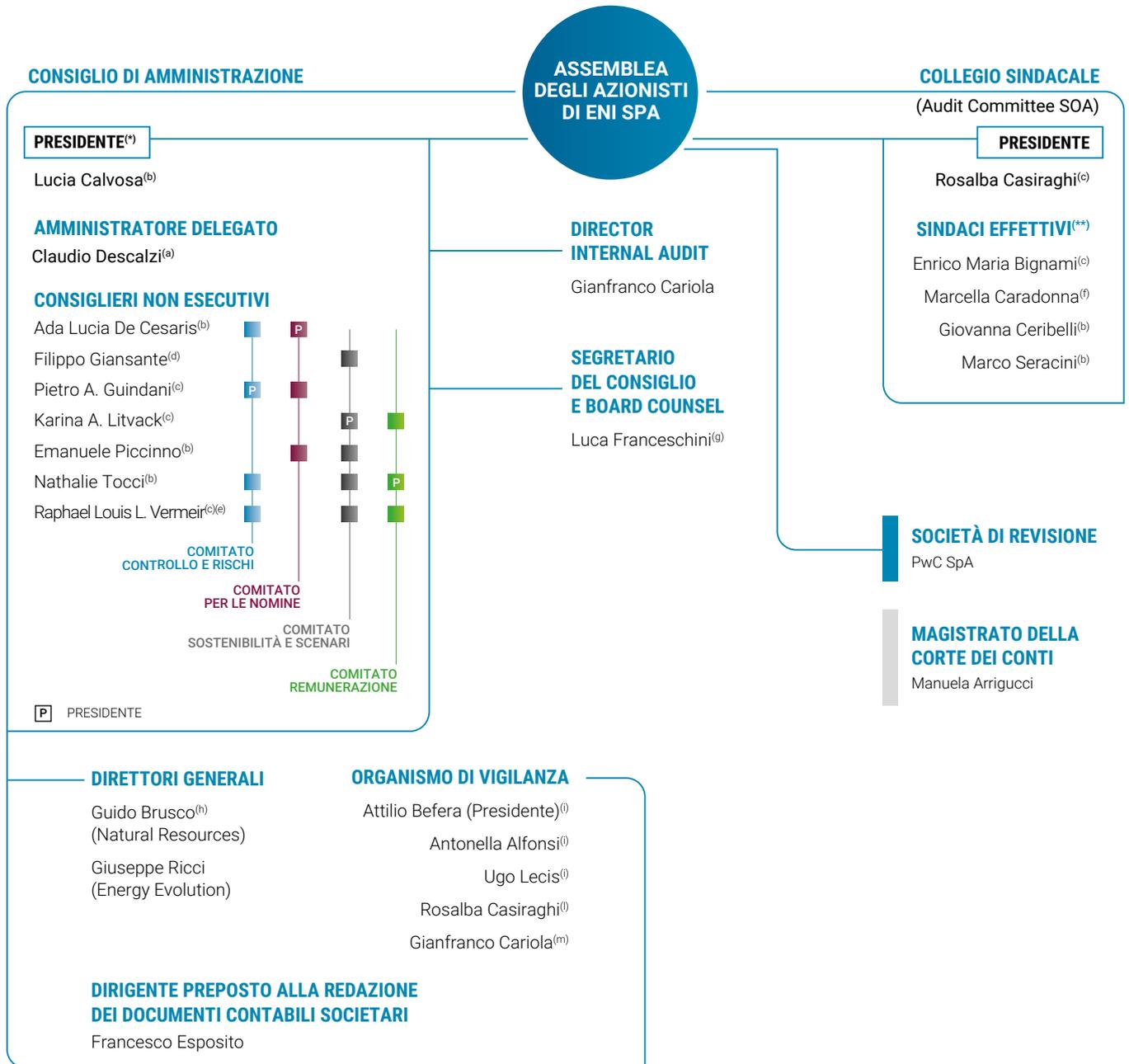
(5) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.

(6) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.

(7) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel, allegato al Regolamento del Consiglio di Amministrazione è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2022:

**STRUTTURA DI CORPORATE GOVERNANCE DELLA SOCIETÀ RIFERITA AL 31 DICEMBRE 2022**



(a) Eletto dalla lista di maggioranza.  
 (b) Eletto dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.  
 (c) Eletto dalla lista di minoranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.  
 (d) Eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.  
 (e) Dal 29 aprile 2021 è lead independent director.  
 (f) Eletta il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.  
 (g) Anche Director Compliance Integrata.  
 (h) Dal 7 febbraio 2022. Fino al 6 febbraio 2022 il Direttore Generale Natural Resources è stato Alessandro Puliti.  
 (i) Componente esterno.  
 (l) Presidente del Collegio Sindacale.  
 (m) Director Internal Audit.

(\*) Non esecutiva.

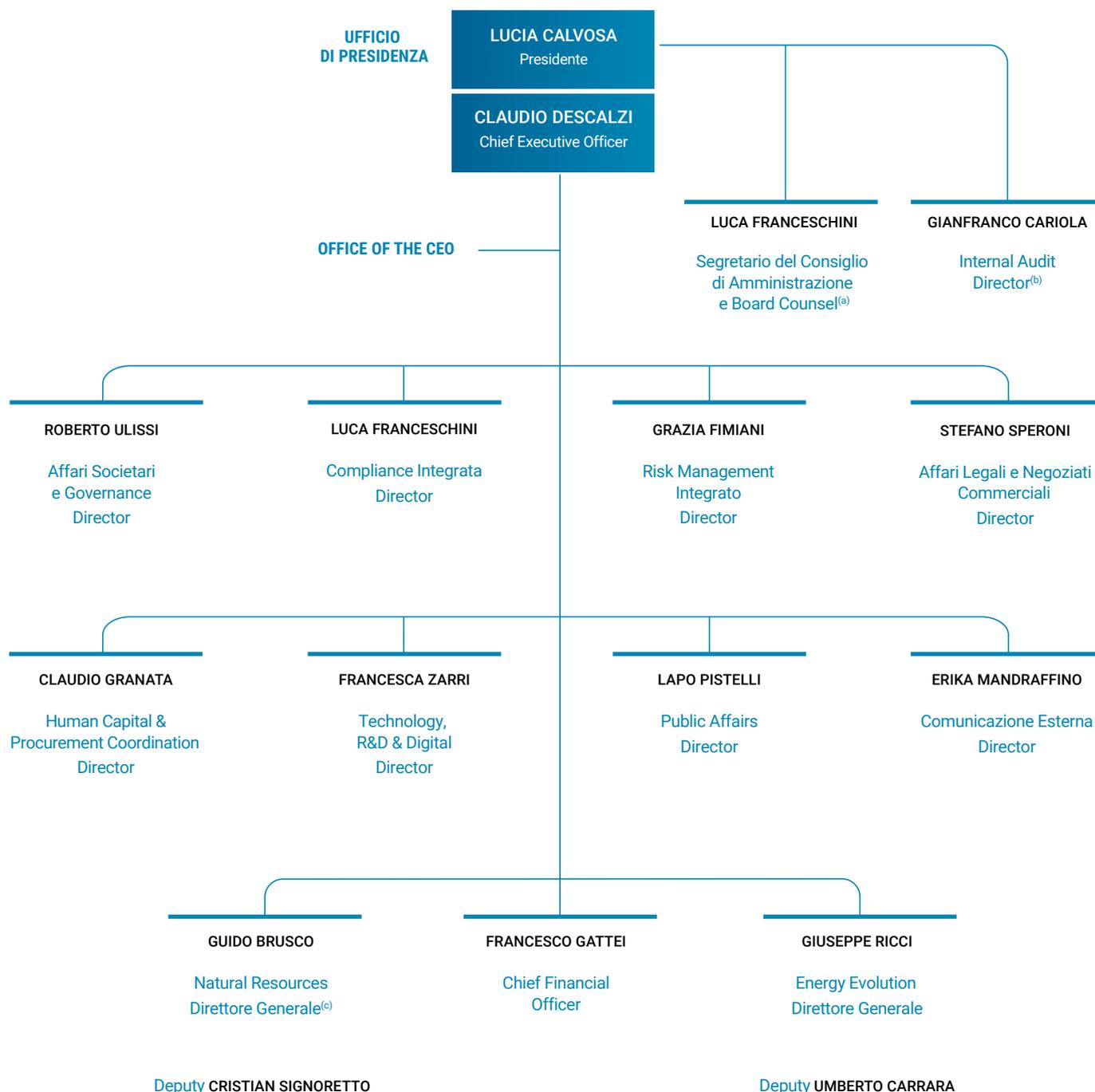
(\*\*) Sindaci supplenti:

- Roberto Maglio, eletto il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze;  
 - Claudia Mezzabotta, eletta dalla lista di minoranza.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2022:

## MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA RIFERITA AL 31 DICEMBRE 2022

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE



(a) Il Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente.

(b) Il Responsabile della Funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dal CEO e fermo quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e assegnazione risorse.

(c) Dal 7 febbraio 2022. Fino al 6 febbraio 2022 il Direttore Generale Natural Resources è stato Alessandro Puliti.

## I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità<sup>8</sup>, controllo interno e gestione dei rischi.

## Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Direzioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

## Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti. La Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato con l'ausilio del Segretario del Consiglio, cura che i dirigenti della Società e quelli delle società del gruppo, responsabili delle funzioni aziendali competenti secondo la materia, intervengano alle riunioni consiliari, anche su richiesta di singoli amministratori, per fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti all'ordine del giorno. Infine, l'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

## Autovalutazione e formazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")<sup>9</sup>, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati.

(8) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

(9) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2022.

Con riferimento all'esercizio 2022, il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interviste che hanno riguardato in particolare: (i) la dimensione, il funzionamento e la composizione del Consiglio e dei Comitati, tenendo anche conto di elementi quali le caratteristiche professionali, di esperienza, anche manageriale, e di diversità, anche di genere, dei suoi componenti, nonché della loro anzianità di carica; (ii) ruolo strategico e di monitoraggio del Piano, incluse le tematiche ESG e il sistema di controllo interno e la gestione dei rischi. L'attività di autovalutazione svolta per il 2022 si è conclusa nella riunione del 22 febbraio 2023, con la presentazione, da parte del consulente, degli esiti del processo, che confermando gli elementi di positività già emersi dalle precedenti board review, hanno in particolar modo evidenziato una positiva evoluzione: sul mix di conoscenze, esperienze e competenze acquisite rispetto ai business, agli scenari, al ruolo strategico e di monitoraggio del Piano, ai settori nei quali opera la Società ed ai relativi rischi; sull'efficace ruolo di supporto del CdA nel percorso di diversificazione, transizione e sicurezza energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato, nonché sull'impegno e tempo profuso sui temi ESG, della Sostenibilità e della transizione energetica e sull'adeguato recepimento dei principi ESG nelle policy della Società; sul funzionamento del CdA, sia in termini di impegno individuale dedicato al ruolo sia in termini di efficacia del lavoro collegiale, ritenuto equilibrato, competente e contributivo, anche in virtù dell'efficace supporto consultivo e istruttorio dei Comitati Endo-consiliari; sul ruolo svolto dalla Presidente del Consiglio, di impulso al corretto funzionamento del Consiglio e all'organizzazione delle riunioni consiliari, in particolare per la tempestività, completezza e qualità della documentazione messa a disposizione; sul ruolo e operato dell'Amministratore Delegato, cui viene attribuita una grande capacità di visione, innovazione e imprenditorialità, importante autorevolezza nella guida della società, e capacità manageriali, anche alla luce degli importanti passi conseguiti nell'avviato percorso della complessa e trasformativa transizione energetica; sul ruolo dei Comitati, leadership dei Presidenti e contributo fornito al Consiglio, riconosciuto anche dal tempo e dall'attenzione a loro dedicata in Consiglio; nonché sull'attività di induction, sia per ampiezza che per qualità dei temi trattati. Per l'esercizio 2022 si è stabilito di non procedere con la peer review consuntiva finale. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2022 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei comitati. In particolare, tra i temi affrontati nel corso del mandato si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, al posizionamento di Eni rispetto ai peers in materia di obiettivi e strategie di decarbonizzazione, all'inclusione dei rischi legati al clima e degli scenari climatici nell'informativa finanziaria, alla transizione nei paesi emergenti, alla classificazione delle attività economiche sostenibili in base alla tassonomia europea, al cambiamento climatico, alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni, ai diritti umani, alla governance, alla compliance, al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi, a tematiche contabili e fiscali, alle nuove responsabilità degli amministratori in materia di reporting di bilancio secondo il Regolamento sul formato unico europeo per le relazioni finanziarie annuali - ESEF, alla politica di remunerazione, al capitale umano, al succession plan nonché in tema di normativa interna sulle operazioni con parti correlate, di cyber security e sulle strategie di business perseguite dalla Società nei settori di maggiore rilevanza.

Con riferimento, in particolare, alle attività di induction e onboarding, anche in considerazione della valutazione positiva emergente dagli esiti dell'autovalutazione, il Consiglio raccomanda di proseguire, anche nel prossimo mandato, con attività di formazione continua a beneficio degli amministratori, soprattutto sulle tematiche relative all'implementazione e all'aggiornamento del piano strategico e di transizione energetica.

## La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile" indicato dal Codice di Corporate Governance, all'interno del proprio modello di business.

Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle linee strategiche e degli obiettivi della Società e del gruppo, perseguen-

done il successo sostenibile e monitorandone l'attuazione. In particolare, un tema centrale su cui il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo chiave è il processo di transizione energetica verso un futuro low carbon<sup>10</sup>.

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo al 2022, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2023<sup>11</sup> ha fornito giudizi estremamente positivi in merito al mix di conoscenze, esperienze e competenze acquisite e all'impegno e tempo profuso sui temi ESG, della Sostenibilità e della transizione energetica e sull'adeguato recepimento dei principi ESG nelle policy della Società, nonché sull'efficace ruolo di supporto del CdA nel percorso di diversificazione, transizione e sicurezza energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato.

Inoltre, nell'ottica del perseguimento del successo sostenibile il Consiglio di Amministrazione di Eni, in linea con il Codice di Corporate Governance 2020, promuove il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholders rilevanti per la Società. In particolare, come già indicato, il Consiglio, su proposta della Presidente, formulata d'intesa con l'Amministratore Delegato, ha adottato la politica per la gestione del dialogo con la generalità degli azionisti, anche al fine di assicurare una comunicazione ordinata e coerente.

Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani. È proseguito il percorso di attuazione della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani approvata dal CdA di Eni a dicembre 2018; in particolare, è stato aggiornato il modello di gestione finalizzato a garantire lo svolgimento del processo di due diligence secondo gli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha un ruolo centrale nel sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, tra i quali assumono rilievo anche gli impatti economici, ambientali e sulle persone dell'attività della Società. In particolare si fa riferimento al ruolo del Consiglio di Amministrazione: nell'approvazione delle operazioni di business che si è riservato e che includono anche gli esiti dell'analisi dei rischi ed eventuali valutazioni sugli impatti ESG associati all'operazione; nell'approvazione del piano strategico che include anche la valutazione dei rischi e degli impatti ESG associati; nella promozione del dialogo con gli azionisti e gli stakeholder e ai relativi flussi informativi; nell'esame trimestrale dei principali rischi, inclusi i rischi rilevanti in materia ESG; nella definizione delle linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari; nell'istituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari con il compito di supportarlo sulle tematiche di sostenibilità; nell'istituzione del Comitato Controllo e Rischi con il compito di supportarlo sulle tematiche di sistema di controllo interno e gestione dei rischi (SCIGR); nell'approvazione e revisione degli strumenti normativi a presidio dei rischi e nella ricezione dei flussi informativi (quali ad esempio gli strumenti normativi in materia di operazioni di interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate, di anti-corrruzione e di internal audit, nonché le linee di indirizzo del SCIGR).

Nel suo ruolo di indirizzo strategico, il Consiglio, inoltre, approva il Modello di gestione, vigilanza e controllo dei rischi di Salute, Sicurezza e Ambiente, Security ed Incolumità pubblica della Società e le sue modifiche sostanziali; esamina annualmente la Relazione HSE, predisposta dal Responsabile della funzione aziendale competente ed inclusa nei flussi relativi alla valutazione di adeguatezza del SCIGR.

Su tali tematiche il Consiglio si avvale inoltre del supporto dei Comitati consiliari, ciascuno per quanto di competenza, in virtù delle funzioni istruttorie, propositive e consultive ad essi attribuite.

(10) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

(11) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato del Consiglio, relativi anche alla tematica del cambiamento climatico della just transition coniugata alle esigenze di sicurezza energetica e della prosecuzione del ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida, il Consiglio uscente ha espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione del futuro Consiglio che ha evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze relative alle tematiche della sostenibilità, agite in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisite in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera Eni e di esperienza internazionale e conoscenza dei mercati energetici e delle realtà socio-politiche e dei Paesi in quali opera la Società, e "soft-skills" tra cui, in particolare, la capacità di analisi, di definizione delle priorità e di decisione.

In particolare:

- il Comitato Controllo e Rischi di Eni valuta l'idoneità dell'informazione periodica, finanziaria e non finanziaria, a rappresentare correttamente, tra l'altro, anche gli impatti dell'attività della Società ed esamina il contenuto dell'informazione periodica a carattere non finanziario rilevante ai fini del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi. A tal fine, incontra con adeguata periodicità il management aziendale competente per tali materie, approfondendo tra l'altro: (i) i principali temi nella prospettiva di redazione delle Relazioni Finanziarie annuale e semestrale nonché le loro connotazioni essenziali e i contenuti della Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario; (ii) i principali risultati conseguiti da Eni in ambito sicurezza, salute e ambiente, e le iniziative sviluppate per il continuo miglioramento delle relative performance, anche tramite il ricorso a nuove tecnologie; (iii) le tematiche di security e cyber security; (iv) le attività a presidio dell'Asset Integrity; (v) il rischio climate change e specifici aspetti a esso correlati;
- il Comitato Sostenibilità e Scenari esamina principalmente gli scenari e le tematiche connesse alla sostenibilità, quali i diritti umani (ivi incluso l'esame della Relazione HSE), salute, benessere e sicurezza delle persone e delle comunità, sostenibilità energetica e cambiamento climatico; ambiente ed efficienza nell'uso delle risorse; integrità e trasparenza. A tal fine riceve informative dai responsabili delle funzioni aziendali coinvolte in detti processi, che possono essere invitati a partecipare alle riunioni del Comitato.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari si coordina altresì con il Comitato Controllo e Rischi nella valutazione dell'idoneità dell'informazione periodica, finanziaria e non finanziaria, a rappresentare correttamente il modello di business, le strategie della Società, l'impatto della sua attività e le performance conseguite.

## I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2022

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2022</b>                                      | <b>Rendicontazione di sostenibilità 2021: "Eni for"</b>  | <b>Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)</b> |
| <b>Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act" e dell'Australian "Modern Slavery Act"</b>        | <b>Relazione Finanziaria 2021, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)</b> |  |
| <b>Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance</b> | <b>Risultati HSE 2021</b>  |  |

L'Amministratore Delegato e i Direttori Generali, nell'esercizio delle loro deleghe, per l'attuazione delle strategie definite dal Consiglio sono responsabili della gestione dei citati rischi con il supporto delle funzioni specialistiche aziendali responsabili, in particolare, in tema di sviluppo sostenibile, salute, sicurezza, ambiente e risorse umane.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG<sup>12</sup>.

In particolare, si segnala che nel 2022 Eni è stata confermata nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, l'indice quotato delle blue-chip per l'Italia dedicato alle best practice ESG lanciato da Euronext e reso operativo da Moody's ESG Solutions. Inoltre, Eni è stata inclusa per il secondo anno di seguito nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg, un indice ponderato sulla capitalizzazione di mercato che monitora le performance delle società quotate impegnate nel miglioramento continuo sul tema della parità di genere. L'indice, che include 484 aziende in 45 Paesi e regioni, misura l'uguaglianza di genere basandosi

(12) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2022 ed alla pagina Investitori del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.

su cinque pilastri: leadership femminile e sviluppo di talenti, parità di salario e parità di retribuzione di genere, cultura inclusiva, politiche contro le molestie sessuali, e integrazione della prospettiva di genere in tutti gli ambiti di attività (es: supporto a iniziative esterne, clienti, catena di fornitura, ecc).

## Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società<sup>13</sup>.

## La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione Eni è definita in coerenza con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, prevedendo che la remunerazione degli Amministratori, dei componenti del Collegio Sindacale, dei Direttori Generali e degli altri Dirigenti con responsabilità strategica sia funzionale al perseguimento del successo sostenibile della Società, tenendo conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto (Principio XV del Codice di Corporate Governance).

A tal fine, la remunerazione del top management è definita considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche o ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel di aziende nazionali e internazionali comparabili, anche in relazione al settore di riferimento e alle dimensioni aziendali.

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management contribuisce inoltre alla strategia aziendale, attraverso la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, tenendo conto delle prospettive di interesse degli azionisti e degli altri stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. La Politica definita per il mandato 2023-2026 prevede pertanto il mantenimento:

- nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione delle emissioni nette GHG (Scope 1+2), nonché di uno specifico indicatore relativo all'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%);
- nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2023-2025, di un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società, è predisposta tenendo conto degli orientamenti degli azionisti e investitori istituzionali, attraverso l'implementazione di piani di engagement annuali, ed è sottoposta al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa<sup>14</sup>. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

## Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi<sup>15</sup>

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della Società.

(13) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2022 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2022.

(14) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

(15) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2022.

Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

Inoltre, la Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di SCIGR, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario<sup>16</sup>.

Tra queste, per rafforzare l'integrazione tra pianificazione strategica e controlli interni e gestione dei rischi, il Consiglio di Amministrazione ha previsto che siano definite, su proposta dell'Amministratore Delegato, e con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, nell'ambito del Piano strategico, in coerenza con le strategie della Società, delle specifiche linee di indirizzo annuali del SCIGR, ulteriori rispetto al modello SCIGR contenuto nella relativa normativa interna.

È stato previsto, inoltre, che l'attuazione delle specifiche linee di indirizzo del SCIGR sia sottoposta a un monitoraggio periodico sulla base di una relazione dell'Amministratore Delegato.

Eni si è inoltre dotata di un modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.

In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia. La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato.

Per assicurare la salvaguardia del patrimonio aziendale, la tutela degli interessi degli azionisti e del mercato, così come la trasparenza e l'integrità dei comportamenti, Eni si è dotata – attuando le previsioni regolamentari di Consob – di una normativa in materia di operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate, che il Consiglio di Amministrazione di Eni ha da ultimo aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2021. Oltre alle modifiche di adeguamento normativo, si è tenuto conto dell'esperienza applicativa maturata, nonché delle indicazioni dei Comitati consiliari e degli organi di controllo.

Per quanto riguarda la prevenzione e la riduzione dei conflitti di interesse, oltre allo strumento normativo in materia di operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate, anche il Codice Etico della Società richiede alle persone di Eni di promuovere gli interessi dell'azienda assumendo decisioni in modo obiettivo ed evitando situazioni nelle quali potrebbero insorgere conflitti di interesse, intervenendo come previsto dal medesimo Codice.

(16) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2022.

Inoltre, il regolamento di funzionamento e organizzazione del Consiglio di Amministrazione, approvato da ultimo nella riunione del 16 dicembre 2021, prevede, in linea con quanto previsto dall'art. 2391 del codice civile, che prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare ciascun amministratore e sindaco è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Il predetto regolamento richiede altresì che, in sede di delibera consiliare, gli amministratori interessati di norma non prendano parte alla discussione e alla deliberazione sulle questioni rilevanti, allontanandosi dalla sala della riunione.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

Le responsabilità attribuite nonché gli strumenti normativi e informativi definiti nell'ambito del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni, in particolare ai fini della valutazione di adeguatezza ed efficacia di quest'ultimo, consentono altresì l'identificazione dei cd. "critical concerns", intesi come eventuali reclami aventi potenziali impatti sugli stakeholders della Società.

Tra gli strumenti in ambito SCIGR si segnala che Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. whistleblowing) trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima, a Eni SpA e alle società controllate in Italia e all'estero per consentire a chiunque, dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al SCIGR nonché aventi ad oggetto comportamenti posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo reputazionale, ad Eni.

La normativa (pubblicata sul sito internet della Società) definisce ruoli e responsabilità relativi alle attività istruttorie e ai flussi informativi nei confronti, tra gli altri, della Presidente del Consiglio di Amministrazione, dell'Amministratore Delegato e della Società di revisione.



# NATURAL RESOURCES

**Andamento Operativo**



Exploration & Production  
Global Gas & LNG Portfolio

# Exploration & Production

**~750** mln boe

incremento del portafoglio risorse  
al costo unitario <2 \$/boe

## Sviluppo del modello satellitare

completata IPO Vår Energi  
e avvio della jv Azule Energy

## Avviato export di biofeedstock dall'agri-hub in Kenya

start-up nel 2023 delle iniziative Congo,  
Mozambico e Costa d'Avorio

## Progetto Ravenna CCS

FID fase 1 raggiunta dalla jv Eni e Snam



| PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE   |  | 2022  | 2021  | 2020  |
|--|--|-------|-------|-------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>                                  | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,35  | 0,25  | 0,28  |
| <i>di cui: dipendenti</i>  |  | 0,12  | 0,09  | 0,18  |
| <i>contrattisti</i>  |  | 0,42  | 0,30  | 0,31  |
| Profit per boe <sup>(b)(c)</sup>   | (\$/boe)   | 9,8   | 4,8   | 3,8   |
| Opex per boe <sup>(d)</sup>  |  | 8,4   | 7,5   | 6,5   |
| Cash flow per boe  |  | 29,6  | 20,6  | 9,8   |
| Finding & Development cost per boe <sup>(c)(d)</sup>   |  | 24,3  | 20,4  | 17,6  |
| Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi  |  | 73,98 | 51,49 | 28,92 |
| Produzione di idrocarburi <sup>(d)</sup>   | (migliaia di boe/giorno)                                 | 1.610 | 1.682 | 1.733 |
| Riserve certe di idrocarburi   | (milioni di boe)   | 6.614 | 6.628 | 6.905 |
| Vita utile residua delle riserve certe   | (anni)   | 11,3  | 10,8  | 10,9  |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve  | (%)  | 47    | 55    | 43    |
| Dipendenti in servizio a fine periodo  | (numero)   | 8.689 | 9.409 | 9.815 |
| <i>di cui: all'estero</i>  |  | 5.497 | 6.045 | 6.123 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>  | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)           | 21,5  | 22,3  | 21,1  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata <sup>(a)(e)</sup>             | (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe)      | 20,6  | 20,2  | 20,0  |
| Intensità emissiva di metano <sup>(a)</sup> (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> gas venduto) | (%)  | 0,08  | 0,09  | 0,09  |
| Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine <sup>(a)</sup>  | (miliardi di Sm <sup>3</sup> )                           | 1,1   | 1,2   | 1,0   |
| Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) <sup>(f)</sup>   | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)           | 9,9   | 11,0  | 11,4  |
| Oil spill operativi (>1 barile) <sup>(a)</sup>   | (barili)   | 845   | 436   | 882   |
| Acqua di formazione reiniettata <sup>(a)</sup>   | (%)  | 59    | 58    | 53    |

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 980 mln di boe, 1.041 mln di boe e 1.009 mln di boe, rispettivamente nel 2022, 2021 e 2020.

(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è stato pari allo 0,35, in aumento rispetto al 2021 a seguito dell'incremento degli infortuni occorsi sia al personale dipendente che contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in riduzione del 3% rispetto al 2021, principalmente per la riduzione registrata dalla produzione annuale e per il miglioramento delle emissioni da flaring.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata pari a 20,6 tonnellate di CO<sub>2</sub>eq./migliaia di boe, sono in lieve aumento rispetto al 2021.
- Intensità emissiva di metano sostanzialmente in linea rispetto al 2021. Confermato l'impegno a mantenere l'intensità emissiva upstream al di sotto dello 0,2%.
- Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in miglioramento rispetto al 2021.

- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati in riduzione del 9% rispetto al 2021, principalmente grazie all'avvio di progetti di flaring down in Nigeria e ad una iniziativa di valorizzazione del gas in Egitto.
- Oil spill operativi in aumento rispetto al 2021 a seguito di un incidente occorso in Egitto di modesta entità, per cui quasi la metà del volume di olio è stato già recuperato.
- Acqua di produzione reiniettata pari al 59%, sostanzialmente in linea rispetto al 2021.
- Produzione d'idrocarburi pari a 1,610 mln boe/giorno, -4% rispetto al 2021, a seguito di interruzioni non programmate e cause di forza maggiore. Tali fattori negativi sono stati in parte compensati dagli start-up dei progetti Coral in Mozambico e Amoca in Messico nonché dalla crescita in Algeria e Stati Uniti.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2022 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 101 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 98%. La vita utile residua delle riserve è di 11,3 anni (10,8 anni nel 2021).

## INIZIATIVE DI DECARBONIZZAZIONE

- I progetti per la cattura di CO<sub>2</sub> e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell'ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare:
  - firmato un accordo con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS), che ha l'obiettivo di raccogliere dati a supporto della prevista costruzione del grande hub CCS, e che farà leva sui campi offshore esauriti di Eni presenti nell'area. La Fase 1 del progetto è in corso e prevede dal 2024 la cattura di 25 mila tonnellate/anno di CO<sub>2</sub> emessa dall'impianto di trattamento del gas naturale Eni di Casalborgorsetti (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito. Nel 2026 la Fase 2 sarà avviata su scala industriale con un'iniezione di stoccaggio fino a 4 milioni di tonnellate/anno;
  - presentata alle Autorità del Regno Unito la candidatura per una licenza di stoccaggio di anidride carbonica nel giacimento a gas depletato di Hewett, che interessa un'area situata nel Mare del Nord meridionale britannico e in cui si prevede di sviluppare un progetto CCS che contribuirà alla decarbonizzazione dell'area di Bacton e Thames Estuary. Inoltre, è stata annunciata la costituzione dell'iniziativa Bacton Thames Net Zero con l'obiettivo di decarbonizzare i settori energivori ed hard-to-abate nell'area.
- Proseguono le iniziative Eni nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite; nonché sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal:
  - finalizzati accordi per lo sviluppo di progetti futuri in Costa d'Avorio, Kenya e Mozambico per i quali sono in corso studi di fattibilità. Inoltre, è stato firmato un accordo con il Rwanda Development Board e la start-up tech no-profit Rainforest Connection in Ruanda, al fine di testare l'applicazione di tecnologie di intelligenza artificiale nell'ambito della protezione e conservazione delle foreste;
  - avviati progetti per promuovere l'adozione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves, ICS) per la cottura dei cibi in contesti di povertà energetica. In particolare, in Costa d'Avorio è in corso un programma di distribuzione di fornelli migliorati con l'obiettivo di raggiungere oltre 300.000 persone.
- Firmati accordi di collaborazione con le Autorità del Mozambico, Benin e Ruanda, che si aggiungono a quelli già finalizzati con i governi di Kenya, Congo, Angola, Kazakhstan e Costa d'Avorio con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare:
  - avviato l'export di olio vegetale dal Kenya per la bioraffineria Eni di Gela. Il programma di sviluppo nel Paese prevede di raggiungere 20.000 tonnellate nel 2023. Altre iniziative in corso riguardano i progetti in Congo, Mozambico e Costa d'Avorio con start-up nel 2023;

- firmato un accordo di collaborazione con Bonifiche Ferraresi per valutare lo sviluppo dell'agribusiness in Italia, tramite la coltivazione di semi da utilizzare come materia prima per la produzione di biocarburanti in terreni degradati, abbandonati o inquinati, senza entrare in competizione con la filiera alimentare.
- Avviate le attività di realizzazione, in partnership con Sonatrach, di un secondo impianto fotovoltaico da 10 MW nell'area produttiva di Bir Rebaa Nord, nell'Algeria sudorientale, per la decarbonizzazione delle attività operative upstream. È programmata la realizzazione di un ulteriore impianto fotovoltaico nei pressi dell'area produttiva del progetto Menzel Ledjmet East (MLE), con avvio delle attività di costruzione nel 2023.
- Avviato l'impianto fotovoltaico operato di Tataouine, nel sud della Tunisia, a seguito dell'allaccio alla rete nazionale. L'impianto, realizzato dalla joint venture tra Eni ed ETAP (Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières), ha una capacità installata di 10 MW e fornirà alla rete elettrica nazionale oltre 20 GWh all'anno di energia rinnovabile sulla base di un accordo di Power Purchase Agreement della durata di 20 anni.

## ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa continua a realizzare eccellenti performance anche nel 2022, con la scoperta di circa 750 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo inferiore ai 2 \$/barile:
  - diverse scoperte sono avvenute in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il modello di sviluppo fast-track, in particolare in Algeria, Egitto e Abu Dhabi;
  - importanti scoperte sono avvenute con i pozzi di valutazione dell'estensione delle scoperte a olio Ndungu nell'offshore dell'Angola e Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio, consentendo di aumentare significativamente in entrambi i casi le risorse in posto. Le scoperte a gas di XF-002 negli Emirati Arabi Uniti e Cronos nell'offshore di Cipro hanno contribuito al risultato dell'anno. Il recente successo esplorativo di Zeus sempre nell'offshore di Cipro, ancora in corso di valutazione, e di Nargis in Egitto nel gennaio 2023, hanno confermato il potenziale minerario dell'area del Mediterraneo orientale.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato con circa 18.900 chilometri quadrati di nuovi permessi in particolare con l'ingresso in Qatar nonché dall'acquisto di nuovi titoli in Algeria, Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2022 sono pari a €605 milioni (€558 milioni nel 2021) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €385 milioni (€364 milioni nel 2021) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. In particolare, nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €365 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Libia, Egitto, Costa d'Avorio, Vietnam e Kenya. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €13 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti. A fine esercizio risultano 103 pozzi in progress (50,6 in quota Eni).

## SVILUPPO

- Nel 2022 sono stati compiuti significativi progressi nello sviluppo del distintivo modello satellitare Eni che prevede la creazione di entità autonome focalizzate su ambiti definiti. Nell'upstream queste entità hanno l'obiettivo di sviluppare nuove riserve di idrocarburi a sostegno della sicurezza energetica, remunerando gli azionisti con flussi di dividendi stabili e tendenzialmente in crescita e finanziando in via autonoma i relativi investimenti consentendo al Gruppo di avere risorse aggiuntive per l'ottimizzazione degli investimenti nel portafoglio energetico decarbonizzato:
  - Azule Energy, la joint venture paritetica che combina le attività angolane di Eni e bp, è diventata operativa. Azule Energy è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola e perseguirà nuove opportunità di crescita massimizzando il valore per i propri azionisti;
  - finalizzata con il fondo azionario HitecVision, la quotazione di Vår Energi presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil & Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una quota del 16,2% del capitale sociale della partecipata.

- Conseguito lo start-up produttivo:
  - in Algeria attraverso lo sviluppo fast-track di due campi a gas nell'ambito del nuovo contratto del Berkine Sud, a soli sei mesi dal closing e del progetto HDLE/HDLS nella concessione Zemlet el Arbi nel bacino del Berkine Nord, a soli sei mesi dalla scoperta;
  - in Mozambico con l'avvio del giacimento Coral, nelle acque ultra-profonde del bacino di Rovuma. Il progetto rappresenta un traguardo significativo nel business globale del GNL, conseguito facendo leva sulle nostre capacità di realizzazione rispettando tempi e costi nonostante gli effetti della pandemia, e colloca il Mozambico come nuovo rilevante hub nel GNL;
  - in Messico, con l'avvio della FPSO Miamte presso il campo di Miztón e della piattaforma di Amoca WHP-1, nell'ambito dello sviluppo full field della licenza Area 1.
- Nell'ambito del progetto Congo LNG per sviluppare le riserve di gas Eni nel blocco Marine XII e assicurare forniture di gas all'Europa, è stato firmato un contratto chiavi in mano per la costruzione, l'installazione e le attività di commissioning di una unità galleggiante FLNG con una capacità di 2,4 mln di tonnellate/anno, che insieme alla nave Tango FLNG acquistata in precedenza, accelererà il piano di sviluppo Eni nell'area. La produzione di GNL è prevista raggiungere la capacità a plateau di 3 mln di tonnellate/anno nel 2025.
- Finalizzata l'acquisizione della quota del 3% nel progetto giant North Field Est LNG in Qatar. L'avvio produttivo è previsto entro la fine del 2025 e il programma di sviluppo impiegherà tecnologie e processi all'avanguardia per minimizzare l'impronta carbonica complessiva.
- Siglato un accordo con la National Oil Corporation of Libya (NOC) per lo sviluppo delle grandi riserve di gas di A&E Structures, nell'offshore di Tripoli. L'avvio produttivo è atteso nel 2026, con volumi destinati sia al mercato interno che all'Europa attraverso l'attuale pipeline offshore Greenstream e facendo leva sulle sinergie con il Mellitah Complex. Il progetto comprende la costruzione di un hub onshore di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> (CCS).
- Ceduta a QatarEnergy una partecipazione del 30% nei Blocchi esplorativi 4 e 9, nell'offshore del Libano, operati da TotalEnergies. Eni manterrà una partecipazione del 35% nel progetto.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €5,2 miliardi, realizzati in particolare in Egitto, Costa d'Avorio, Congo, Emirati Arabi Uniti, Messico, Iraq, Italia ed Algeria.
- Nel 2022 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €50 milioni (€65 milioni nel 2021).

## Riserve

### Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

## Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>1</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Natural Resources Valorization e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha conseguito un Master in Petroleum Engineering all'Imperial College di Londra ed una Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio presso l'Università La Sapienza di Roma. Ha un'esperienza di 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare, la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

## Valutazione indipendente delle riserve

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione<sup>2</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2022<sup>3</sup> da Ryder Scott Company e Sproule hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

(2) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, Société Générale de Surveillance e Sproule.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2022.

In particolare, nel 2022 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2022<sup>4</sup>. Nel triennio 2020-2022 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 90% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2022 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Nené e Litchendjli in Congo.

## Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

| (milioni di boe)   | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale       |
|--|---------------------|--------------------------------------|--------------|
| <b>Riserve certe al 31 dicembre 2021</b>   | <b>5.571</b>        | <b>1.057</b>                         | <b>6.628</b> |
| Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo) | 89                  | 223                                  | 312          |
| Effetto prezzo   | (28)                | (6)                                  | (34)         |
| Promozioni nette   | 61                  | 217                                  | 278          |
| Portfolio  | (206)               | 502                                  | 296          |
| Produzione   | (493)               | (95)                                 | (588)        |
| <b>Riserve certe al 31 dicembre 2022</b>   | <b>4.933</b>        | <b>1.681</b>                         | <b>6.614</b> |
| <b>Tasso di rimpiazzo all sources</b>  | (%)                 |                                      | <b>98</b>    |

Le riserve certe al 31 dicembre 2022 sono pari a 6.614 milioni di boe, di cui 4.493 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 278 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 88 milioni di boe (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 30 milioni di boe) comprendenti aumenti nei campi di Nené in Congo, nella Struttura E in Libia compensati da una riduzione in alcuni progetti in Nigeria. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo negativo di 34 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 69 \$/barile nel 2021 a 101 \$/barile nel 2022 con conseguente recupero delle riserve non economiche allo scenario 2021 i cui effetti sono stati più che compensati da entitlements complessivamente minori nei contratti di PSA. Le revisioni di Azule e Vår Energi ammontano rispettivamente a +74 milioni di boe e +66 milioni di boe; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 179 milioni di boe a seguito principalmente della decisione finale di investimento nel progetto Baleine in Costa d'Avorio, nonché di Bashrush in Egitto. In Azule sono state realizzate 54 milioni di boe di nuove scoperte, mentre in Vår Energi 7 milioni di boe per gli sviluppi di Blåbjørn, Verdande e Halten East; e (iii) miglioramenti da recupero assistito pari a 11 milioni di boe riferiti essenzialmente al progetto Mizton in Messico e ad attività in Azule.

Le operazioni di portafoglio, pari a +296 milioni di boe si riferiscono principalmente all'acquisizione di una quota nel progetto NFE in Qatar, all'acquisizione di asset BHP in Algeria, e ad asset minori negli Stati Uniti e in Italia, compensati dall'IPO di Vår Energi, dalla cessione OML 11 in Nigeria e dall'uscita dal Pakistan. Le operazioni di portafoglio includono la business combination in Azule Energy.

I tassi di rimpiazzo organico<sup>5</sup> ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente 47% e 98%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,3 anni (10,8 anni nel 2021).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

(4) Includere le riserve delle società in joint venture e collegate.

(5) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.



## Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022 ammontano a 2.423 milioni di boe, di cui 1.104 milioni di barili di liquidi e 197 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 727 milioni di barili di liquidi e 135 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

|   | (milioni di boe) |
|---|------------------|
| <b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021</b> | <b>2.020</b>     |
| Promozioni  | (317)            |
| Nuove scoperte ed estensioni                            | 152              |
| Revisioni di precedenti stime                           | 227              |
| Miglioramenti da recupero assistito                     | 4                |
| Portfolio   | 337              |
| <b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022</b> | <b>2.423</b>     |

Nel 2022 la conversione a riserve certe sviluppate (-317 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi in particolare ai giacimenti di Coral in Mozambico, di Kashagan in Kazakhstan nonché al progetto Amoca in Messico. Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €7,1 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,6 miliardi di boe, in aumento rispetto al 2021. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,4 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (ii) in Vår Energi nel progetto Johan Castberg, il cui sviluppo è in corso ed il cui first oil è previsto nell'ultimo trimestre 2024 (0,1 miliardi di boe); e (iii) alcuni giacimenti in Italia ed in Iraq (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

## Impegni contrattuali di fornitura

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 576 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione prevede di coprire circa il 99% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

## Produzione

La produzione di idrocarburi nel 2022 è stata di 1,610 milioni di boe/giorno, in riduzione del 4,3% rispetto al 2021. La flessione è dovuta alle attività di manutenzione programmata e interventi straordinari in Kazakhstan, situazione contingente in Nigeria, minore produzione in Norvegia ed Egitto e declino dei campi maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dallo start-up del progetto Coral in Mozambico e del progetto Amoca in Messico, dalla maggiore attività in Algeria, anche a seguito delle acquisizioni di periodo, e negli Stati Uniti nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+, in particolare negli Emirati Arabi Uniti.

La produzione di petrolio è stata di 751 mila barili/giorno in riduzione del 7,6% rispetto al 2021. La riduzione in Kazakhstan, Norvegia e Nigeria nonché il declino dei campi maturi è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Algeria, Messico e Stati Uniti e dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+.

La produzione di gas naturale è stata di 128 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione del 2,3% rispetto al 2021. La minore produzione in Norvegia, Nigeria ed Egitto e il declino dei campi maturi è stata parzialmente compensata dalla crescita in Algeria e Mozambico.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 532 milioni di boe. La differenza di 56 milioni di boe rispetto alla produzione di 588 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (270 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (39 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 16% al settore Global Gas & LNG Portfolio.





## Pozzi produttivi

Nel 2022 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.200 (2.680,3 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.792 (2.063,4 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.408 (616,9 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

### POZZI PRODUTTIVI<sup>(a)</sup>

| (numero)              | 2022           |                |                |              |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
|                       | Petrolio       |                | Gas naturale   |              |
|                       | totali         | in quota Eni   | totali         | in quota Eni |
| Italia                | 156,0          | 130,0          | 331,0          | 292,4        |
| Resto d'Europa        | 635,0          | 105,0          | 223,0          | 49,1         |
| Africa Settentrionale | 627,0          | 263,8          | 138,0          | 74,9         |
| Egitto                | 1.253,0        | 533,5          | 145,0          | 44,7         |
| Africa Sub-Sahariana  | 2.639,0        | 480,1          | 175,0          | 26,1         |
| Kazakhstan            | 209,0          | 57,2           | 1,0            | 0,3          |
| Resto dell'Asia       | 1.004,0        | 349,4          | 108,0          | 45,6         |
| America               | 269,0          | 144,4          | 285,0          | 81,8         |
| Australia e Oceania   |                |                | 2,0            | 2,0          |
|                       | <b>6.792,0</b> | <b>2.063,4</b> | <b>1.408,0</b> | <b>616,9</b> |

(a) Include 1.089 (306,4 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

## Attività di drilling

### Esplorazione

Nel 2022 sono stati ultimati 40 nuovi pozzi esplorativi (18,9 in quota Eni), a fronte dei 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni) del 2021 e dei 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni) del 2020.

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 45% (44% in quota Eni), a fronte del 54% (49% in quota Eni) del 2021 e del 28% (30% in quota Eni) del 2020.

### PERFORAZIONE ESPLORATIVA

| (numero)              | Pozzi completati <sup>(a)</sup> |                        |                      |                        |                      |                        | Pozzi in progress <sup>(b)</sup> |              |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------------------|--------------|
|                       | 2022                            |                        | 2021                 |                        | 2020                 |                        | 2022                             |              |
|                       | successo commerciale            | sterili <sup>(c)</sup> | successo commerciale | sterili <sup>(c)</sup> | successo commerciale | sterili <sup>(c)</sup> | totale                           | in quota Eni |
| Italia                |                                 |                        |                      |                        |                      |                        |                                  |              |
| Resto d'Europa        | 0,4                             | 1,2                    | 0,1                  | 0,3                    | 0,8                  | 0,4                    | 26,0                             | 6,7          |
| Africa Settentrionale | 1,0                             | 4,0                    |                      |                        | 0,5                  | 1,5                    | 9,0                              | 6,0          |
| Egitto                | 4,4                             | 4,3                    | 5,0                  | 5,0                    | 0,7                  | 1,5                    | 12,0                             | 10,3         |
| Africa Sub-sahariana  | 3,7                             | 2,4                    | 1,1                  | 0,4                    | 0,1                  | 0,9                    | 39,0                             | 19,7         |
| Kazakhstan            |                                 |                        |                      |                        |                      | 1,1                    |                                  |              |
| Resto dell'Asia       | 0,7                             | 1,0                    | 0,7                  | 1,0                    | 0,8                  | 0,9                    | 13,0                             | 5,7          |
| America               |                                 |                        |                      | 0,7                    |                      | 0,6                    | 3,0                              | 1,9          |
| Australia e Oceania   |                                 |                        |                      |                        |                      |                        | 1,0                              | 0,3          |
|                       | <b>10,2</b>                     | <b>12,9</b>            | <b>7,0</b>           | <b>7,4</b>             | <b>2,9</b>           | <b>6,9</b>             | <b>103,0</b>                     | <b>50,6</b>  |

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

## Sviluppo

Nel 2022 sono stati ultimati 187 nuovi pozzi di sviluppo (71,1 in quota Eni) a fronte dei 154 nuovi pozzi di sviluppo (47,7 in quota Eni) del 2021 e dei 182 (57,4 in quota Eni) del 2020. È attualmente in corso la perforazione di 40 pozzi di sviluppo (13,5 in quota Eni).

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

### PERFORAZIONE DI SVILUPPO

| (numero)              | Pozzi completati <sup>(a)</sup> |                        |             |                        |             |                        | Pozzi in progress |              |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|-------------|------------------------|-------------|------------------------|-------------------|--------------|
|                       | 2022                            |                        | 2021        |                        | 2020        |                        | 2022              |              |
|                       | produttivi                      | sterili <sup>(b)</sup> | produttivi  | sterili <sup>(b)</sup> | produttivi  | sterili <sup>(b)</sup> | totale            | in quota Eni |
| Italia                | 1,0                             |                        |             |                        |             |                        |                   |              |
| Resto d'Europa        | 4,6                             |                        | 4,8         |                        | 2,8         |                        | 8,0               | 3,7          |
| Africa Settentrionale | 5,7                             | 0,5                    | 2,5         |                        | 4,3         |                        | 1,0               | 0,5          |
| Egitto                | 19,9                            |                        | 17,0        | 0,8                    | 23,2        |                        | 5,0               | 2,3          |
| Africa Sub-Sahariana  | 8,5                             |                        | 3,8         |                        | 1,2         |                        | 17,0              | 3,0          |
| Kazakhstan            | 0,6                             |                        |             |                        | 0,3         |                        |                   |              |
| Resto dell'Asia       | 22,1                            |                        | 14,9        |                        | 23,2        | 0,4                    | 8,0               | 3,9          |
| America               | 8,2                             |                        | 3,9         |                        | 2,0         |                        | 1,0               | 0,1          |
| Australia e Oceania   |                                 |                        |             |                        |             |                        |                   |              |
|                       | <b>70,6</b>                     | <b>0,5</b>             | <b>46,9</b> | <b>0,8</b>             | <b>57,0</b> | <b>0,4</b>             | <b>40,0</b>       | <b>13,5</b>  |

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

## Superfici

Nel 2022 Eni ha condotto operazioni in 37 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2022 il portafoglio minerario di Eni consiste in 752 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 308.550 chilometri quadrati in quota Eni (335.501 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2021), di cui 643 chilometri quadrati relativi ad attività CCUS in Norvegia e Regno Unito. La superficie sviluppata è di 27.262 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 281.288 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2022 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Qatar e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Algeria, Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio, nonché il progetto CCUS in Norvegia per una superficie di circa 18.900 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Sudafrica, Myanmar, Bahrain, Groenlandia, Irlanda, Pakistan, Italia, Mozambico e Montenegro per circa 39.650 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota principalmente in Vietnam, Algeria e Congo per complessivi 1.450 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Angola, Indonesia e Norvegia, per complessivi 7.700 chilometri quadrati.

Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto d'Europa, in particolare in Albania e Cipro; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Vietnam, Indonesia, Russia ed Emirati Arabi Uniti; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenia, Costa d'Avorio e Mozambico; (v) America, in particolare in Messico. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.



**PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) ED ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI**

|                                 |                               |        |                                       |   |   |
|---------------------------------|-------------------------------|--------|---------------------------------------|---|---|
| <b>Italia</b>                   |                               | (1926) | Operati                               | <b>Mare Adriatico e Ionio</b><br><b>Basilicata</b><br><b>Sicilia</b>  | Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)<br>Val d'Agri (61%)<br>Gela (100%), Tresauro (75%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)                                       |
| <b>Resto d'Europa</b>           | <b>Norvegia<sup>(a)</sup></b> | (1965) | Operati<br>Non operati                | Goliat (41%), Marulk (12,62%), Balder & Ringhorne (56,77%) e Ringhorne East (44,14%)<br>Åsgard (15,41%), Mikkel (30,51%), Great Ekofisk Area (7,81%), Snorre (11,70%), Ormen Lange (4,00%), Statfjord Unit (13,47%), Statfjord Satellites East (9,17%), Statfjord Satellites North (15,77%), Statfjord Satellites Sygna (13,25%) e Grane (17,86%) |   |
|                                 | <b>Regno Unito</b>            | (1964) | Operati<br>Non operati                | Liverpool Bay (100%)<br>Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)   |   |
| <b>Africa settentrionale</b>    | <b>Algeria<sup>(b)</sup></b>  | (1981) | Operati<br>Non operati                | Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%) e Berkine Sud (75%)<br>Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)   |   |
|                                 | <b>Libia<sup>(b)</sup></b>    | (1959) | Non operati                           | <b>Aree contrattuali onshore</b><br><b>Aree contrattuali offshore</b>   | Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)<br>Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)                                     |
|                                 | <b>Tunisia</b>                | (1961) | Operati<br>Non operati                | Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%) e Oued Zar (50%)<br>MLD (50%) ed El Borma (50%)  |   |
| <b>Egitto<sup>(b)(c)</sup></b>  |                               | (1954) | Operati<br>Non operati                | Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%) e Baltim (50%)<br>Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)                                |   |
| <b>Africa Sub-Sahariana</b>     | <b>Angola<sup>(d)</sup></b>   | (1980) | Operati<br>Non operati                | Blocco 31 (13,33%), Blocco 18 (23%) e Blocco 15/06 (18,42%)<br>Blocco 17 (7,9%), Blocco 15 (21%), Blocco 0 (4,90%), Blocco 3 e 3/05-A (6%), Blocco 14 (10%) e Blocco 14K/A IMI (5%)   |   |
|                                 | <b>Congo</b>                  | (1968) | Operati<br>Non operati                | Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%) e M'Boundi (83%)<br>Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)   |   |
|                                 | <b>Ghana</b>                  | (2009) | Operati                               | Offshore Cape Three Points (44,44%)   |   |
|                                 | <b>Mozambico</b>              | (2006) | Operati                               | Area 4 (25%)  |   |
|                                 | <b>Nigeria</b>                | (1962) | Operati<br>Non operati <sup>(e)</sup> | OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)<br>OML 118 (12,5%)   |   |
| <b>Kazakhstan<sup>(b)</sup></b> |                               | (1992) | Operati <sup>(f)</sup><br>Non operati | Karachaganak (29,25%)<br>Kashagan (16,81%)  |   |
| <b>Resto dell'Asia</b>          | <b>Emirati Arabi Uniti</b>    | (2018) | Non operati                           | Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)   |   |
|                                 | <b>Indonesia</b>              | (2001) | Operati                               | Jangkrik (55%) e Merakes (65%)  |   |
|                                 | <b>Iraq</b>                   | (2009) | Non operati <sup>(g)</sup>            | Zubair (41,56%)   |   |
|                                 | <b>Turkmenistan</b>           | (2008) | Operati                               | Burun (90%)   |   |
| <b>America</b>                  | <b>Messico</b>                | (2019) | Operati                               | Area 1 (100%)   |   |
|                                 | <b>Stati Uniti</b>            | (1968) | Operati<br>Non operati                | <b>Golfo del Messico</b><br><b>Alaska</b><br><b>Golfo del Messico</b>   | Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (100%), Longhorn (75%), Devils Towers (100%) e Triton (100%)<br>Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)<br>Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), K2 (13,4%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%) |
|                                 | <b>Texas</b>                  |        | Non operati                           | Alliance area (27,5%)   |   |
|                                 | <b>Venezuela</b>              | (1998) | Non operati                           | Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)   |   |

(a) Asset detenuti tramite la collegata Vår Energi (quota Eni 63,1%).

(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.

(d) Asset detenuti tramite Azule Energy, joint venture valutata all'equity (quota Eni 50%).

(e) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 16 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.

(f) Eni e Shell sono co-operatori.

(g) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).

**Contratti di concessione.** Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate.

A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

**Production Sharing Agreement (PSA).** Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

## Italia

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Bonaccia, Arianna e Basil; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". È stato avviato l'iter di dismissione così come previsto dal Decreto Ministeriale per 10 piattaforme.

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio.

Il programma prevede una prima fase (Fase 1) per la realizzazione di un impianto per la cattura e lo stoccaggio di 25 mila tonnellate di CO<sub>2</sub> per anno a partire dal 2024. Nel dicembre 2022 è stata sanzionata la Fase 1 di sviluppo del progetto. L'avvio della Fase 2, con 4 milioni di tonnellate/anno, è previsto nel 2026.

Nel corso del 2022 sono proseguite le attività del progetto Energy Valley a sostegno delle aree adiacenti il Centro Olio Val d'Agri, con diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione, progetti di riqualificazione e valorizzazione del territorio anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali. In particolare: (i) iniziative di riqualificazione agricola, attraverso il progetto Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione con programmi di agricoltura sostenibile e la sperimentazione di colture; (ii) attività formative, anche attraverso un accordo di partnership con la società CNH industrial nell'ambito della meccanizzazione agricola; e (iii) programmi di biomonitoraggio attraverso l'applicazione di tecniche innovative.

Nel giugno 2022 Eni, Shell e la Regione Basilicata hanno sottoscritto un Protocollo d'Intenti con l'obiettivo di uno sviluppo sostenibile del programma lavori decennale della Concessione Val d'Agri. In particolare, il protocollo prevede: (i) progetti di transizione energetica ed economia circolare; (ii) lo sviluppo e la valorizzazione territoriale, programmi socio-economici culturali ed ambientali; (iii) valorizzazione delle partnership e dei network con stakeholder locali e nazionali nonché delle risorse del territorio.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono proseguite le attività di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%). La fase esecutiva del progetto avrà una durata di circa 3 anni con investimenti per oltre €800 milioni. Le facility onshore e offshore del progetto consentiranno di accelerare lo sviluppo dell'eventuale produzione addizionale derivante dalle attività esplorative in programma conseguenti all'aggiornamento normativo per il rilancio della produzione di gas nazionale. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, risulterà carbon neutral (Scope 1 e 2).

Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, a seguito della ratifica dell'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela, sono state avviate le attività per la creazione di un centro stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

## Resto d'Europa

**Norvegia** Nel corso del 2022 è stata finalizzata con il fondo azionario HitecVision, la quotazione della partecipata Vår Energi presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil & Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una quota del 16,2% del capitale sociale della partecipata. A seguito del closing dell'operazione, la partecipazione di Eni si riduce al 63,1%.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte Lupa (Eni 31,54%), Snofonn (Eni 18,92%) e Skavl Sto (Eni 18,92%) nel Mare di Barents nonché Calypso (Eni 12,61%) nel Mare di Norvegia.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di 12 licenze esplorative, di cui 5 come operatore, nell'ambito del processo di gara "2022 Awards in Predefined Areas" (APA) del Ministero norvegese del Petrolio ed Energia. Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese. Le nuove licenze si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.

Nel 2022 sono stati acquisiti: (i) il 30% e l'operatorship delle licenze in produzione di PL820S e PL 820SB, a nord del giacimento Balder nel Mare del Nord norvegese. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità; e (ii) il 40% e l'operatorship delle licenze in produzione di PL 917 e PL 917B, a ovest del giacimento Balder, attraverso uno swap azionario con Aker BP nelle licenze PL 956 e PL 985. L'operazione è stata approvata dalle competenti Autorità. Le operazioni rientrano nella strategia di crescita di lungo termine orientata agli hub nel Mare del Nord e saranno parte dell'ulteriore sviluppo dell'area di Balder. Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 18,92%) con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 56,77%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali, la ricollocazione e upgrading della FPSO Jotun e supporterà lo sviluppo delle nuove scoperte in prossimità dell'area attraverso l'upgrading delle infrastrutture esistenti. Le attività pianificate consentiranno di

estendere la produzione dell'hub Balder fino al 2045. Lo start-up è atteso nel 2024; e (iii) il progetto sanzionato di Breidablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

**Regno Unito** Nell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo di tre nuovi pozzi di sviluppo nella J-Area nonché della recente scoperta di Jade South attraverso il collegamento alle facility esistenti. Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento del programma sviluppo della scoperta Talbot appraisal. L'avvio delle attività di perforazione di sviluppo è previsto nel corso del 2023 con first oil nel 2024; (ii) attività di work-over nel campo di Douglas; e (iii) le attività di abbandono programmate nella Hewett Area.

Proseguono le attività di sviluppo del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno. Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti nell'area di Liverpool.

Il progetto ha superato la selezione del governo britannico ed è stato inserito tra i primi due prioritari del "Track 1 clusters" con avvio a partire dal 2025. Il progetto HyNet North West prevede una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che, dal 2030, sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno. Il progetto HyNet North West contribuirà al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal Governo del Regno Unito al 2032. In particolare, il progetto rappresenterà oltre l'80% dell'obiettivo di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> entro il 2030; nonché con una produzione di 4 GW contribuirà per l'80% al target produttivo di idrogeno low carbon entro il 2030.

Nel settembre 2022, è stata presentata alle Autorità del Paese la candidatura per una licenza di stoccaggio di anidride carbonica nel giacimento a gas depletato di Hewett, che interessa un'area situata nel Mare del Nord meridionale britannico e in cui si prevede di sviluppare un progetto CCS che contribuirà alla decarbonizzazione dell'area di Bacton e Thames Estuary. In particolare, Eni ha annunciato la costituzione dell'iniziativa Bacton Thames Net Zero che coinvolge più di 10 aziende, con l'obiettivo di decarbonizzare i settori energivori ed hard-to-abate nell'area.

## Africa settentrionale

**Algeria** L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo con: (i) la scoperta a olio e gas associato di HDLE nella concessione Zemlet el Arbi; e (ii) la scoperta a olio e gas associato di HDLS e RODW nel permesso esplorativo Sif Fatima II. Lo sviluppo di queste scoperte avverrà in modalità fast track, grazie alle facility produttive esistenti.

Nel settembre 2022, è stato sottoscritto l'accordo relativo all'acquisizione delle attività di bp nel Paese, tra le quali le partecipazioni nelle concessioni in produzione di "In Amenas" e "In Salah" situate nel Sahara meridionale. A seguito della finalizzazione dell'operazione a febbraio 2023, Eni ha acquisito una quota del 45,89% e del 33,15% nelle due concessioni, rispettivamente.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti diversi accordi, facendo leva sulle consolidate relazioni con il Paese, con l'obiettivo di aumentare e di diversificare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa nonché iniziative di decarbonizzazione. In particolare: (i) nel marzo 2022 è stata ratificata l'assegnazione di un nuovo PSA nell'area del Berkine Sud. Il progetto prevede la realizzazione fast track di un nuovo hub di sviluppo di gas ed olio attraverso una sinergia con gli asset esistenti nel blocco 405b; (ii) nell'aprile 2022 è stato firmato un Memorandum d'Intesa finalizzato alla valutazione del potenziale a gas e opportunità di sviluppo accelerato di alcuni giacimenti già scoperti. I volumi di produzione gas attesi dalle aree oggetto dell'accordo contribuiranno tra l'altro ad aumentare le capacità di export verso l'Italia attraverso il gasdotto Transmed. Inoltre, è prevista una valutazione tecnica ed economica di un progetto pilota di idrogeno verde con l'obiettivo di contribuire alla decarbonizzazione dell'impianto a gas BRN; (iii) nel luglio del 2022 è stato siglato con i partner dei blocchi 404 e 208 un nuovo PSA. Il contratto consentirà di potenziare gli investimenti al fine di sviluppare il potenziale minerario dell'area e consentirà inoltre la possibile futura valorizzazione dei volumi di gas associato; e (iv) nel novembre

2022 è stato inaugurato il centro di ricerca Solar Lab per l'identificazione delle tecnologie più efficienti per lo sfruttamento dell'energia solare nel Paese; nonché sono state avviate le attività di costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW nel sito produttivo di BRN. L'impianto fotovoltaico sarà il secondo collegato all'impianto BRN, per contribuire ulteriormente alla decarbonizzazione della produzione di idrocarburi dell'impianto. Inoltre nel gennaio 2023, è stato firmato un Memorandum d'Intesa finalizzato a studiare le opportunità di aumento della capacità di export del gas Algerino verso l'Italia e l'Europa e un secondo Memorandum d'Intesa con l'obiettivo di valutare le opportunità di decarbonizzazione del Paese individuate nella riduzione delle emissioni flaring e fuggitive oltre che nei progetti CCUS, rinnovabili e di efficientamento energetico consentendo anche di valorizzare il gas associato. Queste iniziative sono in linea con la strategia net-zero di Eni e fanno parte di un piano di decarbonizzazione più ampio che include anche il monitoraggio del venting e progetti di zero routine flaring e di efficienza energetica. Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione di: (i) due campi a gas e due campi a olio nell'area del Berkine Nord (Eni 49%). Le attività di sviluppo in corso hanno riguardato la perforazione e completamento di 4 ulteriori pozzi produttivi; e (ii) due giacimenti a gas e due giacimenti a olio nell'area del Berkine Sud a soli 6 mesi dall'assegnazione del contratto attraverso uno sviluppo accelerato. Le attività di allacciamento agli impianti di trattamento e l'installazione delle facility di trasporto sono state completate.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione di produzione attraverso interventi di work-over e rigless nelle aree in produzione dei blocchi 403 a/d e Rom Nord, blocchi 401a/402a, blocco 403 e 404; e (ii) nel blocco 405b il proseguimento del programma di sviluppo del progetto CAFC.

**Libia** Nel gennaio 2023 Eni e la società di stato National Oil Corporation (NOC) hanno firmato un accordo per avviare lo sviluppo delle "Strutture A&E", con l'obiettivo di incrementare la produzione di gas da destinare al mercato domestico e per l'esportazione di volumi in Europa. Lo start-up del progetto è previsto nel 2026. Il progetto prevede anche la costruzione di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS), in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni.

Nel novembre 2022 è stata ottenuta la ratifica da parte delle competenti autorità del farm-out agreement con bp che prevede l'acquisto di Eni della quota del 42,5% e l'operatorship nei tre permessi esplorativi di Ghadames North, Ghadames South e Sirte offshore.

Nel corso dell'anno: (i) sono proseguite le iniziative legate alla riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare, il progetto BGUP per la valorizzazione del gas associato del giacimento di Bourj, con avvio in programma nel 2025; e (ii) sono state realizzate le attività di manutenzione dell'impianto di trattamento delle acque reflue per il Nalut General Hospital nonché la formazione del personale sanitario sulla base degli accordi definiti con il Paese.

## Egitto

L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo con le scoperte near-field: (i) ad olio con il pozzo Semiramis 1X nella concessione Sinai; (ii) a gas con il pozzo El Qara South-1X nella concessione del Delta del Nilo; e (iii) con tre scoperte mineralizzate ad olio e gas nei pressi della concessione di Meleha. Le nuove scoperte, già avviate in produzione attraverso le facility produttive presenti, confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature.

Nel gennaio 2023 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas Nargis-1, nella concessione non operata di Nargis Offshore Area nel Mar Mediterraneo orientale. La scoperta potrà essere sviluppata sfruttando la vicinanza alle infrastrutture Eni esistenti.

Nel 2022, il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso: (i) l'assegnazione di cinque nuove licenze esplorative nell'offshore e onshore egiziano, quattro delle quali operate, per una superficie totale di circa 8.400 chilometri quadrati, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni che in caso di scoperta consentiranno sviluppi in tempi rapidi grazie alla prossimità a impianti già esistenti. L'operazione è in attesa di ratifica da parte delle competenti Autorità; (ii) l'assegnazione dell'operatorship di tre concessioni nel Mediterraneo orientale a seguito degli accordi definiti con il Ministro del Petrolio e la società di stato EGAS; (iii) la finalizzazione del farm-in della partecipazione del 45% nella

licenza Nargis Offshore Area; e (iv) la cessione delle partecipazioni negli asset produttivi di Ras Qattara (Eni 75%), West Abu Gharadig (Eni 45%), East Kanays (Eni 100%) e West Razzak (Eni 100%).

Nell'aprile 2022 è stato firmato un accordo quadro con la società di Stato egiziana EGAS per massimizzare la produzione di gas e le esportazioni di GNL verso l'Europa, e in particolare verso l'Italia, attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta. Inoltre, nel gennaio 2023 è stato firmato un Memorandum of Intent (MoI) con la stessa EGAS per condurre studi congiunti con l'obiettivo di identificare le opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra nel settore upstream del Paese, attraverso un piano di iniziative che porteranno a un'ulteriore valorizzazione del gas.

Inoltre, durante l'anno è stato finalizzato il processo di unitizzazione del giacimento Sand-1 con la concessione di North El Hammad (NEHO).

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione nella concessione Sinai; (ii) attività di drilling di sviluppo nelle concessioni Baltim e NEHO; (iii) il sanzionamento della FID del progetto Meleiha Phase 2, avviato in early production e completamento atteso nel 2024; (iv) attività di upgrading delle facility dei giacimenti Emry Deep e Arcadia nonché agli impianti di iniezione d'acqua nel deserto occidentale; e (v) la realizzazione di programmi di desalinizzazione nelle aree produttive con l'obiettivo di ridurre i prelievi di acqua dolce in linea con i principi dell'iniziativa delle Nazioni Unite "CEO Water Mandate".

Le attività relative allo sviluppo della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) attività di EPCI (engineering, procurement, construction & installation) per la realizzazione di nuove facility sottomarine e di due nuove unità di trattamento della capacità di 6.000 barili/giorno per la gestione e il recupero dell'acqua di produzione. È allo studio la realizzazione di ulteriori tre unità della capacità di 9.000 barili/giorno; e (ii) il proseguimento delle attività di sviluppo con il completamento di tre pozzi produttori avviati in produzione nel corso del 2022.

Al 31 dicembre 2022 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$6 miliardi pari a €5,6 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2022. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €349 milioni. Al 31 dicembre 2022 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 650 milioni di boe.

Eni partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,2 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di circa 8 miliardi di metri cubi di gas/anno.

In linea con la strategia Eni e con il piano di sviluppo nazionale del Paese, Eni prosegue le proprie attività per contribuire ad una giusta transizione energetica. Le attività di sviluppo del progetto Zohr proseguono anche attraverso diverse iniziative per lo sviluppo locale. I programmi definiti, con uno spending previsto di \$20 milioni fino al 2024, prevedono tre principali aree d'intervento: (i) educazione tecnica. In particolare, la Zohr Applied Technology School (ATS) ha avviato programmi di formazione per 528 studenti. Inoltre è stato avviato nell'ottobre 2022 il Centre of Excellence for access to employment al fine di supportare l'accesso al mondo del lavoro; (ii) diversificazione economica. Il Youth Empowerment Program ha realizzato programmi formativi per circa 400 persone e circa 4000 persone hanno usufruito dei servizi del centro giovanile; e (iii) salute per la comunità. In particolare, sono state realizzate diverse iniziative di supporto al sistema sanitario locale attraverso l'equipaggiamento per l'ospedale di Port Said, la formazione del personale sanitario e programmi di prevenzione per un totale di persone che hanno beneficiato di circa 16.000.

## Africa Sub-Sahariana

**Angola** Nell'agosto 2022, Azule Energy, la joint venture paritetica tra Eni e bp, è diventata operativa, con il contestuale deconsolidamento delle società operative angolane upstream del Gruppo conferite alla JV. Azule Energy combina le attività angolane nell'upstream, nel GNL e nel solare dei due azionisti ed è il più grande produttore equity indipendente di petrolio e gas del Paese. Azule è un esempio del distintivo modello satellitare di Eni progettato per liberare valore.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione Ndungu-2 che ha consentito di incrementare la stima delle riserve dell'omonimo giacimento in produzione e di potenziarne lo sviluppo completo.

Nel 2022 è stato raggiunto lo start-up produttivo del progetto: (i) di Ndungu Early Production attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100

mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge per la minimizzazione delle emissioni; (ii) di Agogo Early Production Phase 2 nel Blocco 15/06 con il completamento delle attività di sviluppo e installazione delle facility sottomarine necessarie; e (iii) l'avvio di un pozzo dal giacimento Cuica nell'area orientale del Blocco 15/06.

Nel luglio 2022 è stata raggiunta da tutti i partner del New Gas Consortium la decisione finale di investimento (FID) per lo sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, sarà avviato nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il perfezionamento delle fasi di definizione del progetto Agogo Integrated West Hub per il completamento dello sviluppo dell'area occidentale del Blocco 15/06 attraverso l'FPSO di Ngoma e di Agogo; (ii) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor con l'obiettivo di incrementare la produzione del gas associato del Blocco 0 da destinare all'impianto di liquefazione A-LNG; (iii) le attività di FEED dei progetti South Ndola e Sanha-Mafumeira connector che prevedono la realizzazione delle facility di trasporto per la messa in produzione delle riserve residuali dell'area; (iv) interventi di supporto nell'ambito dei servizi sanitari nella provincia di Luanda anche attraverso l'elettrificazione dei centri sanitari nonché diverse iniziative nelle province di Namibe, Huila e Cabinda nell'ambito di accesso all'acqua, educazione, servizi sanitari primari e nel settore agricolo anche a sostegno dell'occupazione giovanile; e (v) programmi di sicurezza alimentare nella provincia di Cunene nonché iniziative nell'ambito della protezione infantile nella provincia di Zaire.

**Congo** Nell'aprile 2022 è stata firmata una lettera d'intenti con la Repubblica del Congo finalizzata a rafforzare le operazioni congiunte nel settore upstream con l'obiettivo di aumentare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa.

In particolare, l'aumento della produzione di gas nel Paese farà leva anche sullo sviluppo fast-track del progetto di valorizzazione del gas associato e non associato del blocco Marine XII sia per la produzione di energia elettrica per il mercato domestico sia per l'esportazione di GNL, supportando inoltre il target dello zero routine flaring. Il progetto per l'esportazione del GNL prevede lo sviluppo modulare e per fasi con un ridotto time-to-market. Lo start-up è previsto nel 2023 con una capacità di produzione di GNL pari a circa 1 miliardo di metri cubi/anno e una capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno nel 2025.

Nel corso del 2022 è stata completata l'ulteriore fase di sviluppo del giacimento in produzione Néné-Banga nel blocco Marine XII, con l'installazione di una nuova piattaforma, con conseguente start-up produttivo.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività: (i) per la costruzione del Centro di Eccellenza per le Energie Rinnovabili e l'Efficientamento Energetico a Oyo; (ii) del programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative nell'ambito dell'educazione, sanitario e accesso all'acqua; e (iii) nel settore agricolo tramite il programma CATREP. Inoltre sempre in ambito agricolo è proseguito il progetto Agri-feedstock con l'obiettivo di integrare i produttori nella filiera dei biocarburanti (v. di seguito).

**Costa d'Avorio** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Baleine East 1X nel blocco operato CI-802 (Eni 90%), seconda scoperta sulla struttura Baleine nell'offshore del Paese, consentendo di incrementare le risorse in posto fino a 2,5 miliardi di barili di olio e 3,3 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato.

Le attività di sviluppo riguardano la messa in produzione delle risorse della scoperta operata di Baleine. In particolare, nel corso del 2022 sono state sanzionate le FID della Fase 1 e 2 di sviluppo del progetto. Il piano di sviluppo del campo di Baleine in modalità fast-track e per fasi, definito con le Autorità del Paese, prevede l'avvio in early production della Fase 1 nel 2023 e per la Fase 2 alla fine del 2024. Il progetto sarà il primo sviluppo a Net Zero emission (Scope 1 e 2) del continente africano. La carbon neutrality sarà raggiunta utilizzando una combinazione di leve di compensazione delle emissioni tramite conservazione delle foreste (REDD+) e progetti di distribuzione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves). In particolare, nel giugno del 2022 è stato avviato un programma di Improved Cookstoves a famiglie vulnerabili (v. di seguito). Inoltre, è stato avviato un programma a sostegno dell'educazione primaria ad Abidjan.

Il progetto Baleine conferma l'impegno Eni di generare valore riducendo al contempo l'impronta carbonica e l'attenzione a migliorare il time-to-market delle scoperte esplorative.

**Mozambico** Nel dicembre 2022 è stato assegnato il blocco esplorativo A6-C (Eni 60%, operatore) a seguito della partecipazione al 6<sup>th</sup> Bid Round. Il perfezionamento del relativo contratto petrolifero è atteso nei primi mesi del 2023.

Nella seconda metà del 2022 è stato conseguito lo start-up del progetto Coral South nel blocco Area 4, primo avvio produttivo nel paese per lo sviluppo delle scoperte a gas dell'area offshore di Rovuma. Lo start-up è stato raggiunto tramite l'impianto galleggiante Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del GNL con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate per anno, alimentato da 6 pozzi sottomarini. La Coral Sul FLNG è stata progettata secondo elevati standard in termini di sicurezza e sostenibilità. La nave è stata realizzata con un approccio orientato all'efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. In particolare, la Coral Sul FLNG raggiunge, tra l'altro, lo zero flaring durante le normali operazioni, utilizza turbine a gas efficienti anche per la generazione di elettricità.

Nel novembre 2022 è stato completato il primo carico di GNL. Il programma di sviluppo di Coral South prevede la produzione complessiva di circa 500 miliardi di metri cubi di gas.

Relativamente ai progetti futuri, al fine di massimizzare la messa in produzione delle riserve dell'Area 4, differenti opzioni sono in corso di analisi da parte degli operatori delegati (Eni ed ExxonMobil), che includono ulteriori scenari di sviluppo offshore, sulla base dell'esperienza di Coral South FLNG, ed onshore anche attraverso sinergie con Area 1.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, della sanità pubblica nonché dell'occupazione giovanile nel distretto di Pemba; (ii) programma di accesso all'energia anche attraverso la realizzazione e distribuzione di Improved Cookstoves; e (iii) iniziative nell'ambito dell'accesso all'acqua potabile, dei servizi socio-sanitari, biodiversità nel Distretto di Mecufi.

**Nigeria** Nell'agosto 2022 è stato rinnovato il PSC del blocco operato OML 125 con estensione ventennale. Contestualmente è stato firmato un accordo che permetterà a Eni a partire del 2023 di recuperare i crediti pregressi legati al blocco verso la società di Stato NNPC.

Le attività di sviluppo nei blocchi operati OML 60, 61, 62 e 63 hanno riguardato interventi di workover e rigless per contrastare il declino produttivo naturale dell'area e attività di asset integrity delle facility ed installazione di nuovi compressori con l'obiettivo di valorizzare ulteriormente il gas naturale e migliorare le performance ambientali con la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate al flaring. Inoltre, nel corso dell'anno è stato completato e messo in produzione un ulteriore pozzo produttivo.

Nel 2022 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria: (i) nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con la società di Stato NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobe, nel nord-est della Nigeria; e (ii) sono stati effettuati diversi interventi di manutenzione per assicurare l'affidabilità e sostenibilità delle infrastrutture realizzate.

Dall'inizio del programma nel 2018, sono stati realizzati 22 pozzi d'acqua alimentati da sistemi fotovoltaici, per l'irrigazione e per uso domestico, a beneficio di circa 67.000 persone.

Nel corso dell'anno le attività a sostegno delle popolazioni del delta del Niger, oltre al progetto Green River Project, hanno riguardato diversi programmi d'intervento straordinario, come la distribuzione di beni di primaria necessità in circa 260 comunità, a seguito delle peggiori inondazioni degli ultimi decenni che hanno colpito l'area. Inoltre, Eni continua a supportare gli interventi di ricostruzione anche attraverso il ripristino delle vie di accesso e trasporto per poter collegare nuovamente tutte le diverse aree rimaste isolate.

Le attività di sviluppo delle aree produttive operate dalla SPDC joint venture (Eni 5%) hanno riguardato: (i) il ripristino dell'integrità della Trans Niger Pipeline (TNP) soggetta a interferenze di terze parti, la principale infrastruttura di trasporto della produzione verso il terminale di export di Bonny. La linea TNP è stata chiusa per la quasi totalità del 2022 allo scopo di eliminare fenomeni di bunkering attraverso estensive operazioni di rimozione delle connessioni e raffinerie illegali; (ii) il collegamento di 5 nuovi pozzi produttivi a gas nelle aree produttive di Kolo Creek e Gbaran e la perforazione di 5 nuovi pozzi a olio nell'area di Forcados; (iii) diverse attività di work-over e rigless nelle principali aree produttive per contrastare il declino naturale dei campi; e (iv) attività di asset integrity.

Inoltre, nel blocco partecipato OML 118 si è conclusa la perforazione di 5 pozzi di sviluppo di cui 3 completati nel corso dell'anno. Sono stati avviati un pozzo produttore e un pozzo iniettore.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2022 sono stati pari a circa 23 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

## Kazakhstan

**Kashagan** Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività, sanzionate nel 2020, prevedono l'incremento della capacità di gestione del gas associato attraverso: (i) l'incremento della capacità di reiniezione in giacimento attraverso l'upgrading delle facility esistenti. Le attività sono state completate nel corso del 2022, e (ii) la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione, per la restante parte dei volumi di gas associato.

Al 31 dicembre 2022 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10,1 miliardi, pari a €9,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2022, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2022 (\$7,5 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €82,6 milioni. Al 31 dicembre 2022 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 587 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2021 principalmente per effetto prezzo.

**Karachaganak** Nel corso del 2022 nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di Karachaganak che prevede l'aumento in fasi della capacità di reiniezione del gas, è stata finalizzata l'installazione e lo start-up della quarta unità di compressione gas. Proseguono le altre fasi, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori; (ii) la realizzazione di una linea di iniezione; e (iii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas; lo start-up è previsto nel 2024. Inoltre, nel 2022 è stata sanzionata l'ultima fase che prevede l'installazione di una sesta unità di compressione il cui start-up è previsto nel 2026.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, gli interventi continui riguardano: (i) la formazione professionale; (ii) la realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; (iii) il supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di farmaci.

Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4,7 miliardi, pari a €4,4 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2022. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €188,7 milioni. Al 31 dicembre 2022 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 354 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2021, principalmente per effetto prezzo.

## Resto dell'Asia

**Emirati Arabi Uniti** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 e il pozzo di appraisal DM-002 nel Blocco 2 (Eni 70%, operatore), offshore Abu Dhabi, con volumi in posto stimati tra 2,5 e 3,5 Tcf di gas e circa 170 milioni di barili di olio.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) le attività di sviluppo dei progetti sanzionate Dalma Gas Development nella concessione offshore di Ghasha (Eni 25%) e il Umm Shaif Long-Term Development Ph.1

nella concessione Umm Shaif; e (ii) il programma di ramp-up produttivo del campo di Mahani nella Concessione onshore Area B.

Nel marzo 2023 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con ADNOC per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione. L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> (CCS), riduzione delle emissioni di gas serra e metano, efficienza energetica, riduzione del flaring di routine e l'impegno nel Global Methane Pledge, per sostenere la sicurezza energetica globale e traguardare una transizione energetica equa.

**Indonesia** Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale. Il progetto è stato approvato a seguito del completamento delle attività di definizione del programma di sviluppo; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore di West Ganai (Eni 40%, operatore). Sono in corso le attività di definizione del programma di sviluppo; (iii) le attività di upgrading delle facility di compressione gas nel blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%); e (iv) le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

**Iraq** Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair, che consentirà di raggiungere il livello di plateau stabilito contrattualmente pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate e sono in corso le attività per la realizzazione dell'espansione della capacità di trattamento. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi aggiuntivi nei prossimi anni attraverso l'espansione della facility di raccolta e il completamento dei pozzi di reiniezione dell'acqua. In particolare, sono in fase di realizzazione i progetti per assicurare la disponibilità di acqua per un adeguato mantenimento della pressurizzazione del giacimento.

Nel febbraio 2022, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, Eni – in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF – ha avviato un progetto in partnership con il Governatorato di Bassora volto a migliorare la qualità dell'acqua per 850.000 persone nella città di Bassora, compresi oltre 160.000 bambini come beneficiari diretti.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair, con completamento atteso nel 2024, nonché interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale alle scuole; (ii) la costruzione di un dipartimento di medicina nucleare e di un nuovo reparto di oncologia pediatrica, in fase di completamento, presso il Basra Cancer Children Hospital; e (iii) l'avvio nel 2022 dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Bardjazia nell'area di Zubair mentre prosegue la costruzione del nuovo impianto di Al-Buradeiah a Bassora.

## America

**Messico** Nel marzo 2023 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Yatzil nel Blocco 7 (Eni 45%, operatore).

Nel gennaio 2022 è stato firmato con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) un memorandum d'intesa (MoU) quadriennale per identificare potenziali iniziative progettuali congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la protezione del patrimonio naturale e culturale, la diversificazione economica e per rispettare e promuovere i diritti umani e l'inclusione.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 ed in particolare il completamento della prima fase con: (i) l'avvio produttivo nel febbraio 2022 della FPSO Miami presso il campo di Miztón, con conseguente ramp-up produttivo dell'area. Nel corso dell'anno sono state completate le attività di drilling dei pozzi di produzione e iniezione di acqua; e (ii) lo start-up della piattaforma di Amoca WHP-1 nel marzo 2022. Le attività di drilling dei pozzi produttori sono in corso.

Il programma di sviluppo della licenza include una seconda fase che prevede la costruzione ed installazione di ulteriori due piattaforme nel campo di Amoca e Tecoalli.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto del miglioramento delle condizioni di vita e dello sviluppo locale, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) ristrutturazione di edifici scolastici; (ii) attività di training e inclusione scolastica; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo in particolare dell'attività ittica; (iv) l'avvio di un programma a supporto dello sviluppo giovanile; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia, della protezione ambientale e nelle tematiche sociali.

## Iniziative di carbon offset

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che riguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. Eni prevede di compensare le proprie emissioni residue facendo leva sulle iniziative di Natural Climate Solutions e sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal. Tali iniziative permetteranno di disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare emissioni residue per un volume inferiore ai 25 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> nel 2050.

## Natural Climate Solutions

Nell'ambito delle soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS), dal 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO<sub>2</sub>. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

A tale scopo, Eni ha costruito nel tempo una solida rete di accordi con sviluppatori internazionali di progetti REDD+. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di monitorare lo sviluppo e l'implementazione dei progetti d'interesse, nell'ottica di verificarne l'aderenza allo schema REDD+ e l'applicazione degli standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard - VCS) con risultati socio-ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards - CCB).

Le principali iniziative di protezione e conservazione delle foreste sostenute da Eni sono: Luangwa Community Forest Project (LCFP) e Lower Zambezi REDD+ Project (LZRP) in Zambia, Kulera in Malawi, Ntakata Mountains in Tanzania e Amigos de Calakmul, in Messico. Nel 2022 i crediti generati da questi progetti sono stati pari a circa 3,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Nel corso del 2022 sono stati finalizzati accordi per lo sviluppo di progetti futuri in Costa d'Avorio, Kenya e Mozambico per i quali sono in corso studi di fattibilità.

Nel novembre 2022 è stato firmato un accordo con il Rwanda Development Board e la start-up tech no-profit Rainforest Connection in Ruanda, al fine di testare l'applicazione di tecnologie di intelligenza artificiale nell'ambito della protezione e conservazione delle foreste.

Eni prosegue nella valutazione di ulteriori iniziative NCS nell'ambito del ripristino e della gestione sostenibile degli ecosistemi in Africa, America Latina ed Asia.

## Progetti tecnologici

L'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti rappresenta un'ulteriore leva di compensazione delle emissioni residue. In particolare, Eni ha avviato progetti per promuovere l'adozione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves, ICS) per la cottura dei cibi in contesti di povertà energetica e continua a valutare opportunità nei settori delle energie rinnovabili, della gestione dei rifiuti, del miglioramento di pratiche agricole, che assicurino, oltre alla mitigazione del cambiamento climatico, significativi benefici sociali e ambientali sugli stakeholder locali.

Le iniziative identificate oltre che garantire la compensazione delle emissioni generando crediti di alta qualità, certificati secondo i più elevati standard internazionali a livello ambientale (Verified Carbon Standard - VCS), contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile SDGs (Sustainable Development Verified Impact Standard - SD VISta).

Nel giugno 2022 Eni ha avviato in Costa d'Avorio un programma di distribuzione di fornelli migliorati a famiglie vulnerabili. Il progetto prevede la distribuzione di 100.000 ICS su un periodo di 6 anni a partire già da quest'anno, dalla Regione di Gbêkê, raggiungendo oltre 300.000 persone. I fornelli, prodotti nel Paese, contribuiscono allo sviluppo locale e alla creazione di valore sostenibile. Questa iniziativa integra e rafforza la strategia di decarbonizzazione di Eni nello sviluppo della scoperta di Baleine. Il progetto genererà crediti di carbonio di alta qualità certificati dallo standard internazionale VERRA, pari a circa 1 milione di VCU (Verified Carbon Units) nei prossimi 10 anni.

Sono previste iniziative analoghe in diversi Paesi, tra i quali Mozambico, Congo, Kenya e Ruanda.

## Iniziative agri-feedstock

Nel corso dell'anno Eni ha finalizzato accordi con le Autorità del Mozambico, Benin e Ruanda, nonché nel 2021 con Kenya, Congo, Angola, Kazakhstan e Costa d'Avorio con l'obiettivo di promuovere iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock (cariche Low ILUC - Indirect Land Use Change) per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare.

Il piano di sviluppo delle attività individuate si basa sull'integrazione verticale e comprende accordi con agricoltori e cooperative locali ai quali viene demandata la produzione di semi oleaginosi e la realizzazione da parte di Eni di centri di raccolta ed estrazione dell'olio (Agri Hubs). I sottoprodotti della filiera produttiva saranno destinati ai mercati locali ed eventualmente all'export. Le iniziative inoltre promuoveranno lo sviluppo rurale, il ripristino dei terreni attraverso l'agricoltura sostenibile e rigenerativa, con conseguenti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico con ricadute occupazionali, opportunità di accesso al mercato nonché tutela dei diritti umani, salute e sicurezza alimentare. La definizione di ulteriori programmi, in analogia al modello adottato, è in corso di valutazione in altri Paesi.

In particolare, nell'ottobre 2022 è stato avviato l'export di olio vegetale dal Kenya per la bioraffineria Eni di Gela. L'olio vegetale è prodotto nell'agri-hub di Makueni, avviato a luglio 2022. Il programma di sviluppo nel Paese prevede di raggiungere 20.000 tonnellate nel 2023 dalla produzione attuale a fine 2022 di 2.500 tonnellate. La filiera produttiva in Kenya è certificata secondo lo schema di sostenibilità ISCC-EU (International Sustainability and Carbon Certification), uno dei principali standard volontari riconosciuti dalla Commissione europea per la certificazione di biocarburanti (UE RED II).

Inoltre, l'accordo definito con il Kenya prevede anche attività di ingegneria finalizzate alla trasformazione dell'attuale raffineria di Mombasa in una bioraffineria per la produzione di HVO e Biojet; nonché la raccolta dell'UCO (Used Cooking Oil) ai fini dell'utilizzo come feedstock.

Le altre attività in corso hanno riguardato: (i) in Congo, l'avvio della coltivazione con i primi 2 mila ettari seminati. Sono state avviate le fasi di ingegneria e costruzione del primo Agri Hub con una capacità di 30 mila tonnellate/anno e start-up nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 250 mila tonnellate a partire dal 2027; (ii) in Mozambico, avviata la coltivazione di campi pilota nel novembre 2022 e l'attività di ingegneria per il primo Agri Hub con una capacità produttiva di 30 mila tonnellate/anno e start-up nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 200 mila tonnellate al 2027; (iii) in Angola, sono iniziate le coltivazioni su campi pilota nel dicembre 2022, nella zona di Luanda.

È stata identificata l'area per la costruzione dell'Agri Hub con una capacità produttiva prevista pari a 30 mila tonnellate/anno; (iv) in Costa d'Avorio, sono in corso le attività preliminari per la definizione della filiera produttiva e la selezione dell'area per la realizzazione dell'impianto Agri Hub con start-up atteso nel 2023; e (v) in Italia, avviato un progetto in partnership con la società Bonifiche Ferraresi, per valutare lo sviluppo di coltivazioni per uso energetico, recuperando terreni degradati o inquinati, senza entrare in competizione con la filiera alimentare.

In tutti i progetti avviati o in corso di sviluppo, le produzioni agricole risponderanno allo schema di certificazione di sostenibilità ISCC-EU.

La produzione target complessiva è prevista successivamente raggiungere un volume di agri-feedstock di oltre 700 mila tonnellate al 2026, grazie al contributo di tutte le iniziative previste.

Nel novembre 2022, in Ruanda, è stato firmato l'accordo con la National Industrial Research and Development Agency (Agenzia Nazionale Industriale per la Ricerca e lo Sviluppo) per massimizzare tecniche e know-how per la produzione di semi destinati alle iniziative agri-feedstock avviate da Eni in altri Paesi africani.

Nell'ambito di tale modello di sviluppo, Eni ha finalizzato una partnership strategica con il Gruppo Bonifiche Ferraresi con la costituzione nel 2021 della joint venture paritetica Agri-Energy. Nel 2022 la JV Agri-Energy ha avviato progetti di ricerca per sperimentare colture energetiche sostenibili, in particolare con un progetto pilota in Sardegna. Inoltre, Agri-Energy fornirà supporto allo sviluppo dei progetti Eni nei Paesi di interesse attraverso trasferimento di know-how, fornitura di sementi e prodotti per l'agricoltura. Infine, oltre alla coltivazione di semi in terreni degradati o marginali, Eni ha ampliato le sue tipologie di feedstock diversificando le cariche con scarti e residui agricoli.

# Global Gas & LNG Portfolio

€ **2.063** mln

utile operativo adjusted  
più che triplicato vs. 2021

**Sostituito il 50% del gas russo  
grazie al gas equity e alle partnership  
in Africa del Nord e Occidentale**

**~1.000**

clienti business

**Ingresso nei progetti  
North Field East LNG  
in Qatar e Congo LNG**



| PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE                                    |  | 2022         | 2021  | 2020  |
|---|--|--------------|-------|-------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup> | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | <b>0,00</b>  | 0,00  | 1,15  |
| <i>di cui: dipendenti</i>   |  | <b>0,00</b>  | 0,00  | 0,99  |
| <i>contrattisti</i>   |  | <b>0,00</b>  | 0,00  | 1,37  |
| Vendite di gas naturale <sup>(b)</sup>                                  | (miliardi di metri cubi)                                 | <b>60,52</b> | 70,45 | 64,99 |
| Italia  |  | <b>30,67</b> | 36,88 | 37,30 |
| Resto d'Europa  |  | <b>27,41</b> | 28,01 | 23,00 |
| <i>di cui: Importatori in Italia</i>                                    |  | <b>2,43</b>  | 2,89  | 3,67  |
| <i> Mercati europei</i>   |  | <b>24,98</b> | 25,12 | 19,33 |
| Resto del mondo   |  | <b>2,44</b>  | 5,56  | 4,69  |
| Vendite di GNL <sup>(c)</sup>   |  | <b>9,4</b>   | 10,9  | 9,5   |
| Dipendenti in servizio a fine periodo                                   | (numero)   | <b>870</b>   | 847   | 700   |
| <i>di cui: all'estero</i>   |  | <b>588</b>   | 571   | 410   |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>                       | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)           | <b>2,09</b>  | 1,01  | 0,36  |

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Include vendite intercompany.

(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- Conseguito anche nel 2022 l'obiettivo di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 2,09 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> eq. evidenziano un trend in aumento per effetto dell'incremento di volumi di gas trasportati dai gasdotti TTPC e TMPC e del consolidamento dell'impianto di liquefazione di Damietta.
- Le vendite di gas naturale di 60,52 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 14,1% rispetto al 2021 (-9,93 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite in Italia, in particolare nei segmenti PSV e industriale e nei mercati extraeuropei.
- Le vendite di GNL di 9,4 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 13,8% rispetto al 2021.

## INIZIATIVE A SUPPORTO DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Nell'ambito della strategia di aumento della produzione e dell'export di gas verso l'Italia, Eni ha sottoscritto accordi con alcuni dei governi dei Paesi nei quali opera: nello specifico è stata firmata una lettera d'intenti con le autorità petrolifere della Repubblica del Congo con l'obiettivo di sviluppare un progetto di gas naturale liquefatto con avvio previsto nel 2023 e capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno nel 2025; in Algeria, Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas importati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementalmente di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 miliardi di metri cubi/anno nel 2024; in Egitto, con la società di Stato "EGAS" è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near-field, con l'obiettivo di incrementare nei prossimi anni la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di circa 3 miliardi di metri cubi.

Infine, a testimonianza dell'impegno Eni nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, perseguendo al contempo gli obiettivi di decarbonizzazione, nel mese di gennaio 2023 è stata ulteriormente rafforzata la partnership tra Italia e Algeria. Eni e Sonatrach hanno firmato accordi strategici per accelerare la riduzione delle emissioni e rafforzare la sicurezza energetica. Attraverso questi accordi saranno identificate opportunità per la riduzione delle emissioni di gas serra e di gas metano, definite iniziative di efficienza energetica, di sviluppo di fonti rinnovabili, nonché di produzione di idrogeno verde e progetti di cattura e stoccaggio di anidride carbonica. Inoltre, verranno condotti studi per individuare possibili misure di miglioramento della capacità di export di energia dall'Algeria verso l'Europa.

## SVILUPPO DEL BUSINESS GNL

Nel business del GNL, Eni è entrata a giugno nel progetto North Field East LNG del Qatar, il più grande al mondo, espandendo la propria presenza in Medio Oriente e ottenendo l'accesso a un Paese leader nella produzione di GNL. Nel mese di agosto, inoltre, è stato acquisito l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato in Congo, nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas del Blocco Marine XII. L'impianto ha una capacità di produzione di GNL pari a circa 0,6 milioni di tonnellate/anno (circa 1 miliardo di metri cubi standard/anno). Inoltre a dicembre nell'ambito dello stesso progetto, è stato firmato un contratto chiavi in mano per la costruzione, l'installazione e le attività di commissioning di una unità galleggiante FLNG con una capacità di 2,4 milioni di tonnellate/anno, che insieme alla nave Tango FLNG acquistata in precedenza, accelererà il piano di sviluppo Eni nell'area. La produzione di GNL è prevista raggiungere la capacità a plateau di 3 milioni di tonnellate/anno nel 2025.

## SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

Nell'ambito dell'ottimizzazione del portafoglio, nel mese di gennaio 2023, è stata perfezionata l'operazione di acquisto da parte di Snam del 49,9% delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). Tali partecipazioni sono state conferite da Eni nella società SeaCorridor Srl della quale Snam ha acquistato il 49,9% del capitale sociale, mentre il restante 50,1% continua ad essere detenuto da Eni. Eni e Snam esercitano un controllo congiunto su SeaCorridor, sulla base dei principi di governance paritetica.

## Gas naturale

### Approvvigionamenti

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 60,59 miliardi di metri cubi, in riduzione di 10,39 miliardi di metri cubi, pari al 14,6% rispetto al 2021.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (57,19 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 94% del totale, sono diminuiti rispetto al 2021 (-10,20 miliardi di metri cubi; -15,1%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati in Russia (-13,01 miliardi di metri cubi), in Norvegia (-0,77 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (-0,74 miliardi di metri cubi), in Libia (-0,56 miliardi di metri cubi) e Indonesia (-0,45 miliardi di metri cubi) parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+1,74 miliardi di metri cubi) e negli altri mercati europei, in particolare Francia, Germania e Spagna (complessivamente l'incremento è stato di 5,72 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (3,40 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 5,3% rispetto al periodo di confronto.

Nel 2022, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,1 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (0,8 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,6 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 6 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 10% del totale delle disponibilità per la vendita.

## APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

|   | (miliardi di metri cubi) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.      | Var. %         |
|---|--------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| <b>ITALIA</b>   |                          | <b>3,40</b>  | <b>3,59</b>  | <b>7,47</b>  | <b>(0,19)</b>  | <b>(5,3)</b>   |
| Russia  |                          | 17,20        | 30,21        | 22,49        | (13,01)        | (43,1)         |
| Algeria (incluso il GNL)                                      |                          | 11,86        | 10,12        | 5,22         | 1,74           | 17,2           |
| Libia   |                          | 2,62         | 3,18         | 4,44         | (0,56)         | (17,6)         |
| Paesi Bassi   |                          | 1,39         | 1,41         | 1,11         | (0,02)         | (1,4)          |
| Norvegia  |                          | 6,75         | 7,52         | 7,19         | (0,77)         | (10,2)         |
| Regno Unito   |                          | 1,91         | 2,65         | 1,62         | (0,74)         | (27,9)         |
| Indonesia (GNL)   |                          | 1,36         | 1,81         | 1,15         | (0,45)         | (24,9)         |
| Qatar (GNL)   |                          | 2,56         | 2,30         | 2,47         | 0,26           | 11,3           |
| Altri acquisti di gas naturale                                |                          | 8,11         | 2,39         | 5,24         | 5,72           | 239,3          |
| Altri acquisti di GNL   |                          | 3,43         | 5,80         | 3,76         | (2,37)         | (40,9)         |
| <b>ESTERO</b>   |                          | <b>57,19</b> | <b>67,39</b> | <b>54,69</b> | <b>(10,20)</b> | <b>(15,1)</b>  |
| <b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>    |                          | <b>60,59</b> | <b>70,98</b> | <b>62,16</b> | <b>(10,39)</b> | <b>(14,6)</b>  |
| Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio                       |                          | 0,00         | (0,86)       | 0,52         | 0,86           | 100,0          |
| Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni     |                          | (0,07)       | (0,04)       | (0,03)       | (0,03)         | (75,0)         |
| <b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b> |                          | <b>60,52</b> | <b>70,08</b> | <b>62,65</b> | <b>(9,56)</b>  | <b>(13,6)</b>  |
| <b>Disponibilità per la vendita delle società collegate</b>   |                          | <b>0,00</b>  | <b>0,37</b>  | <b>2,34</b>  | <b>(0,37)</b>  | <b>(100,0)</b> |
| <b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>                    |                          | <b>60,52</b> | <b>70,45</b> | <b>64,99</b> | <b>(9,93)</b>  | <b>(14,1)</b>  |

## Vendite

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato dalla riduzione dei consumi causata dal clima mite e come risposta ai prezzi elevati nei settori price sensitive come quello industriale. In tale scenario, la domanda gas ha evidenziato un decremento rispetto al 2021 di circa il 10% nei consumi nazionali e di circa il 13% nell'Unione Europea. Le vendite di gas naturale di 60,52 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno riportato una riduzione di 9,93 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, pari al 14,1% principalmente a seguito delle minori vendite in Italia e nei mercati extraeuropei.

## VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

|  | (miliardi di metri cubi) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %         |
|--|--------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|----------------|
| <b>Vendite delle società consolidate</b>           |                          | <b>60,52</b> | <b>69,99</b> | <b>62,58</b> | <b>(9,47)</b> | <b>(13,5)</b>  |
| Italia (inclusi autoconsumi)                       |                          | 30,67        | 36,88        | 37,30        | (6,21)        | (16,8)         |
| Resto d'Europa                                     |                          | 27,41        | 27,69        | 21,54        | (0,28)        | (1,0)          |
| Extra Europa                                       |                          | 2,44         | 5,42         | 3,74         | (2,98)        | (55,0)         |
| <b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b> |                          | <b>0,00</b>  | <b>0,46</b>  | <b>2,41</b>  | <b>(0,46)</b> | <b>(100,0)</b> |
| Resto d'Europa                                     |                          | 0,00         | 0,32         | 1,46         | (0,32)        | (100,0)        |
| Extra Europa                                       |                          | 0,00         | 0,14         | 0,95         | (0,14)        | (100,0)        |
| <b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>                    |                          | <b>60,52</b> | <b>70,45</b> | <b>64,99</b> | <b>(9,93)</b> | <b>(14,1)</b>  |

Le vendite in Italia pari a 30,67 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 16,8%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'Hub e presso il settore industriale e dei grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,43 miliardi di metri cubi; -15,9% rispetto al 2021) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 24,98 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al 2021. Le vendite nei mercati extra europei pari a 2,44 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 56,1% rispetto allo scorso esercizio (-3,12 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi GNL commercializzati nei mercati asiatici.

## VENDITE DI GAS PER MERCATO

|                                 | (miliardi di metri cubi) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %        |
|---------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| <b>ITALIA</b>                   |                          | <b>30,67</b> | <b>36,88</b> | <b>37,30</b> | <b>(6,21)</b> | <b>(16,8)</b> |
| Grossisti                       |                          | 12,22        | 13,37        | 12,89        | (1,15)        | (8,6)         |
| PSV e borsa                     |                          | 9,31         | 12,13        | 12,73        | (2,82)        | (23,2)        |
| Industriali                     |                          | 2,89         | 4,07         | 4,21         | (1,18)        | (29,0)        |
| Termoelettrici                  |                          | 0,83         | 0,94         | 1,34         | (0,11)        | (11,7)        |
| Autoconsumi                     |                          | 5,42         | 6,37         | 6,13         | (0,95)        | (14,9)        |
| <b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>   |                          | <b>29,85</b> | <b>33,57</b> | <b>27,69</b> | <b>(3,72)</b> | <b>(11,1)</b> |
| <b>Resto d'Europa</b>           |                          | <b>27,41</b> | <b>28,01</b> | <b>23,00</b> | <b>(0,60)</b> | <b>(2,1)</b>  |
| Importatori in Italia           |                          | 2,43         | 2,89         | 3,67         | (0,46)        | (15,9)        |
| Mercati europei:                |                          | 24,98        | 25,12        | 19,33        | (0,14)        | (0,6)         |
| <i>Penisola Iberica</i>         |                          | 3,93         | 3,75         | 3,94         | 0,18          | 4,8           |
| <i>Germania/Austria</i>         |                          | 3,58         | 0,69         | 0,35         | 2,89          | 418,8         |
| <i>Benelux</i>                  |                          | 4,24         | 3,47         | 3,58         | 0,77          | 22,2          |
| <i>Regno Unito</i>              |                          | 1,92         | 2,65         | 1,62         | (0,73)        | (27,5)        |
| <i>Turchia</i>                  |                          | 7,62         | 8,50         | 4,59         | (0,88)        | (10,4)        |
| <i>Francia</i>                  |                          | 3,62         | 5,80         | 5,01         | (2,18)        | (37,6)        |
| <i>Altro</i>                    |                          | 0,07         | 0,26         | 0,24         | (0,19)        | (73,1)        |
| <b>Mercati extra europei</b>    |                          | <b>2,44</b>  | <b>5,56</b>  | <b>4,69</b>  | <b>(3,12)</b> | <b>(56,1)</b> |
| <b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b> |                          | <b>60,52</b> | <b>70,45</b> | <b>64,99</b> | <b>(9,93)</b> | <b>(14,1)</b> |

## GNL

### VENDITE DI GNL

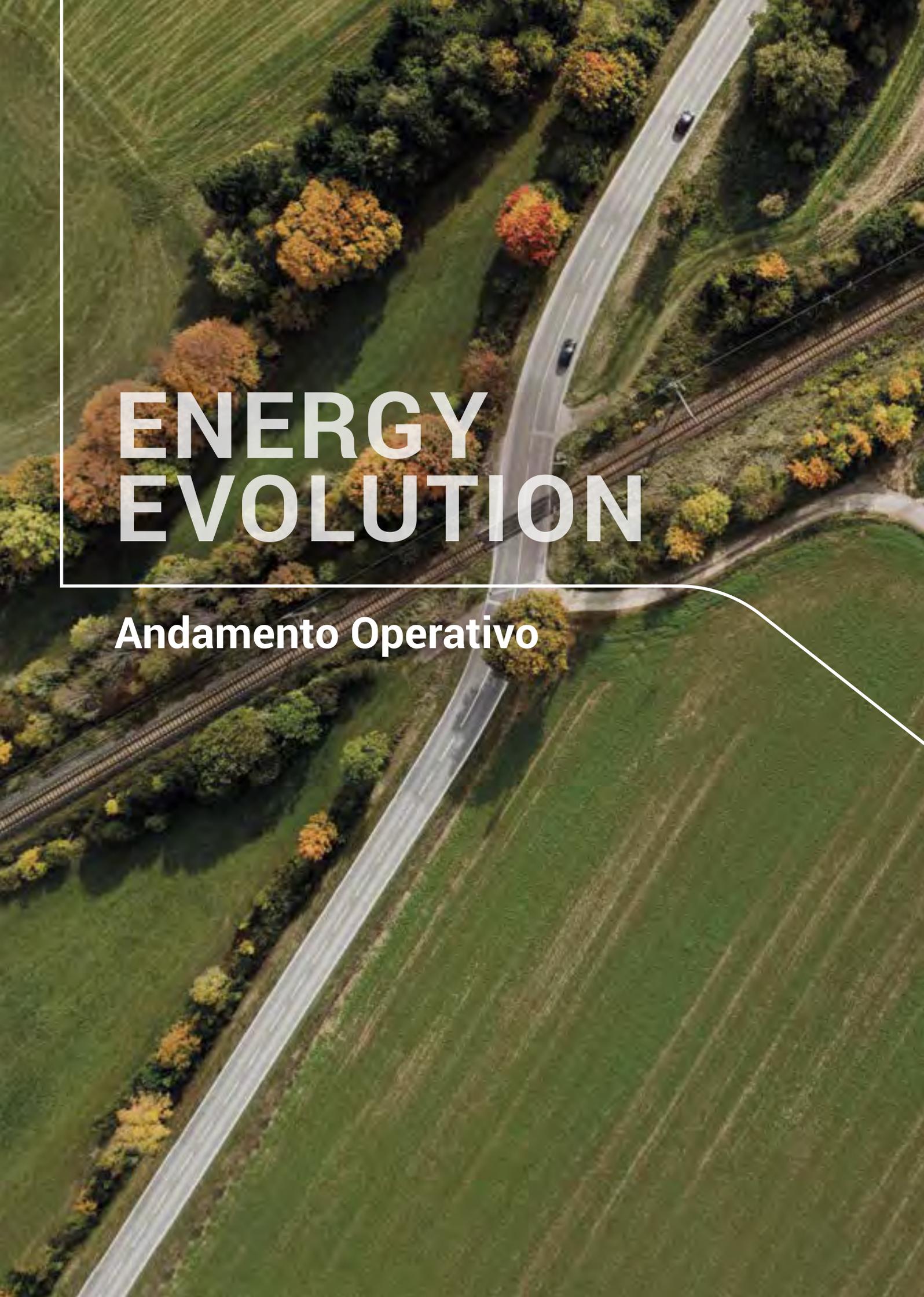
|                           | (miliardi di metri cubi) | 2022       | 2021        | 2020       | Var. ass.    | Var. %        |
|---------------------------|--------------------------|------------|-------------|------------|--------------|---------------|
| Europa                    |                          | 7,0        | 5,4         | 4,8        | 1,6          | 29,6          |
| Extra Europa              |                          | 2,4        | 5,5         | 4,7        | (3,1)        | (56,4)        |
| <b>TOTALE VENDITE GNL</b> |                          | <b>9,4</b> | <b>10,9</b> | <b>9,5</b> | <b>(1,5)</b> | <b>(13,8)</b> |

Le vendite di GNL (9,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) diminuiscono del 13,8% rispetto al 2021. Nel 2022 le principali fonti di approvvigionamento GNL sono state il Qatar, l'Egitto, la Nigeria e l'Indonesia.

## Trasporto internazionale

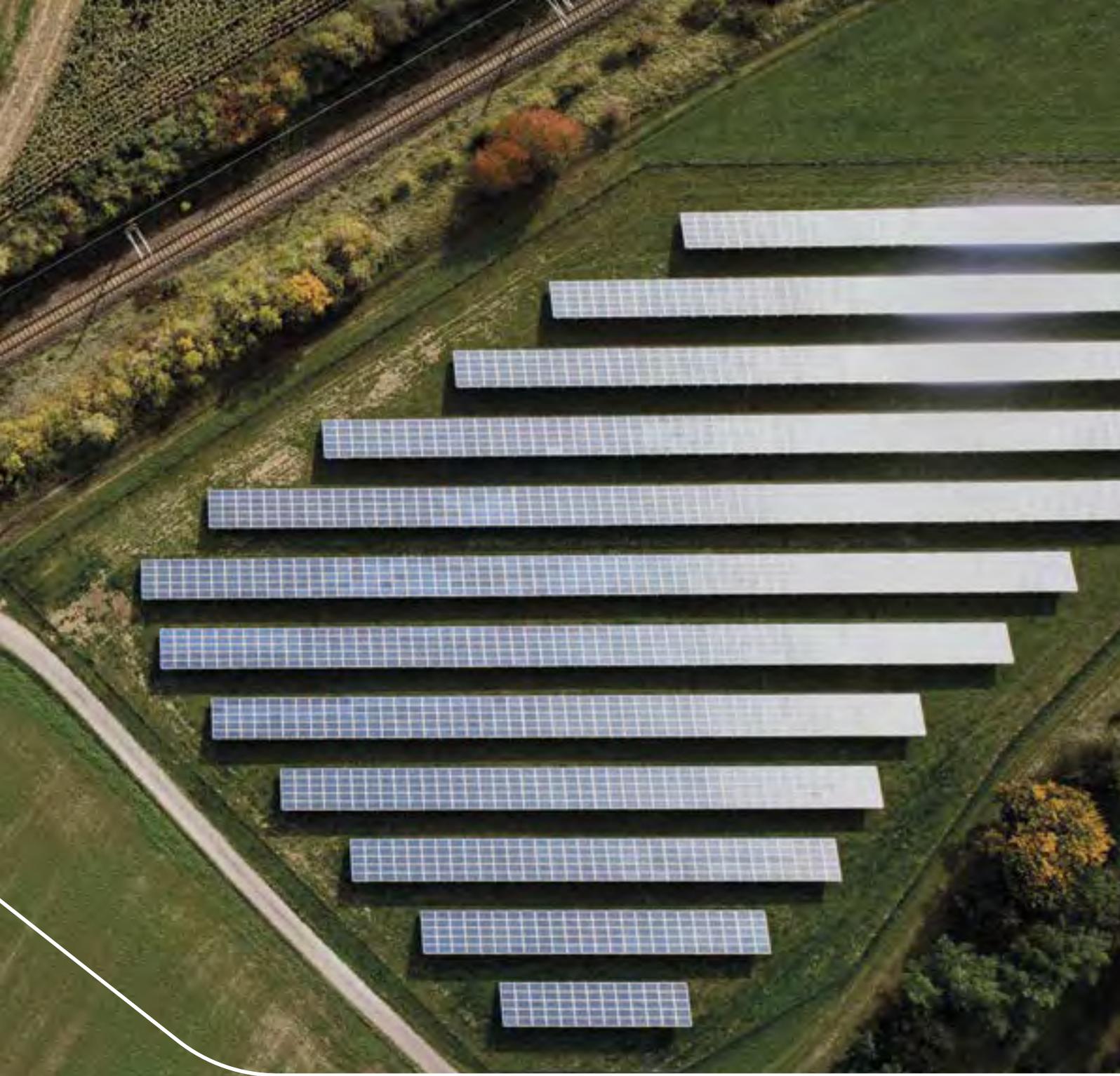
Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

I principali gasdotti sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 516 chilometri; infine (iv) il gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero.

An aerial photograph showing a winding asphalt road with two cars, a railway track, and green agricultural fields. Scattered trees with autumn foliage in shades of yellow and orange are visible. The text 'ENERGY EVOLUTION' is overlaid in large white letters, and 'Andamento Operativo' is overlaid in smaller white letters below it.

# ENERGY EVOLUTION

**Andamento Operativo**



Refining & Marketing e Chimica  
Plenitude & Power  
Attività Ambientali

# Refining & Marketing e Chimica

**1,1** mln ton/a

capacità di bioraffinazione

**7,50** mln ton

vendite prodotti petroliferi rete Europa

**€ 1.929** mln

utile operativo adjusted del settore

Accordo con PBF  
per la costruzione  
della bioraffineria  
di St. Bernard  
in Louisiana (USA)



| PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE   |  | 2022          | 2021   | 2020   |
|--|--|---------------|--------|--------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>                                  | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000   | <b>0,81</b>   | 0,80   | 0,80   |
| <i>di cui: dipendenti</i>  |  | <b>0,95</b>   | 1,13   | 1,17   |
| <i>contrattisti</i>  |  | <b>0,69</b>   | 0,49   | 0,48   |
| Lavorazioni bio  | (migliaia di tonnellate)                                   | <b>543</b>    | 665    | 710    |
| Capacità di bioraffinazione  | (milioni di tonnellate/anno)                               | <b>1,1</b>    | 1,1    | 1,1    |
| Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie  | (%)  | <b>53</b>     | 65     | 63     |
| Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale  |  | <b>42</b>     | 49     | 54     |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale                                      |  | <b>79</b>     | 76     | 69     |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa  | (milioni di tonnellate)                                    | <b>7,50</b>   | 7,23   | 6,61   |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo  | (numero)   | <b>5.243</b>  | 5.314  | 5.369  |
| Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa   | (migliaia di litri)  | <b>1.587</b>  | 1.521  | 1.390  |
| Grado di efficienza della rete   | (%)  | <b>1,20</b>   | 1,19   | 1,22   |
| Produzione di prodotti petrolchimici   | (migliaia di tonnellate)                                   | <b>6.775</b>  | 8.476  | 8.073  |
| Vendite di prodotti petrolchimici  |  | <b>3.676</b>  | 4.451  | 4.339  |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici   | (%)  | <b>59</b>     | 66     | 65     |
| Dipendenti in servizio a fine periodo  | (numero)   | <b>13.132</b> | 13.072 | 11.471 |
| <i>di cui all'estero</i>   |  | <b>4.146</b>  | 4.044  | 2.556  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>  | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)             | <b>6,00</b>   | 6,72   | 6,65   |
| Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie | (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di tonnellate) | <b>233</b>    | 228    | 248    |

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,81) evidenzia un lieve incremento rispetto al 2021, principalmente a causa dell'incremento degli infortuni occorsi presso il personale contrattista.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato una riduzione (-11%) rispetto al 2021, grazie principalmente al settore della chimica, a seguito del nuovo assetto di Porto Marghera.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) delle raffinerie risultano in aumento del 2% rispetto al 2021.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2022 sono state di 18,84 milioni di tonnellate, sostanzialmente invariati rispetto al periodo di confronto.
- In riduzione i volumi di lavorazione di oli vegetali in un contesto di scenario particolarmente depresso (543 milioni di tonnellate, -18% rispetto al 2021).
- Vendite sulla rete in Italia (5,38 milioni di tonnellate) in aumento rispetto al 2021 (+5,1%) per la progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. Quota di mercato pari a 21,7% (22,2% nel 2021).
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 3,68 milioni di tonnellate sono diminuite del 17,4%, le principali riduzioni hanno riguardato il segmento delle olefine, degli elastomeri e del polietilene.

## SVILUPPI DI BUSINESS

A gennaio 2023, nell'ambito della strategia satellitare di Eni di creare nuove entità dedicate per accelerare la decarbonizzazione del portafoglio clienti del Gruppo (emissioni Scope 3), è stata costituita Eni Sustainable Mobility. Questa società integrata verticalmente supporterà la transizione energetica di Eni abbinando all'offerta di carburanti sempre più sostenibili, servizi avanzati dedicati agli automobilisti in Italia e in Europa, facendo leva su una rete di 5 mila stazioni di servizio, che saranno potenziate per supportare anche la mobilità elettrica e quella basata sull'idrogeno. Eni Sustainable Mobility gestirà le bioraffinerie di Eni, il business del biometano e proseguirà lo sviluppo di nuovi progetti, tra cui quelli di Livorno e Pengerang in Malesia, attualmente in fase di valutazione.

In linea con il percorso di transizione energetica nel corso del 2022 è proseguito lo sviluppo della chimica da fonti rinnovabili attraverso il rafforzamento della partnership con Novamont. È stato riconfermato l'impegno su Matrìca – la JV costituita tra Versalis e Novamont a Porto Torres e specializzata nella produzione di bioprodotto da fonti rinnovabili – con l'obiettivo di valorizzare tecnologie e asset produttivi per il pieno sviluppo dei prodotti, anche in filiere integrate con le due società, nei mercati di riferimento, puntando sul loro sviluppo e crescita. In questo contesto sono anche stati ridefiniti gli accordi tra gli azionisti: Versalis ha aumentato la sua partecipazione in Novamont dal 25% al 35%.

## SVILUPPI NELLA BIORAFFINAZIONE E BIOFEEDSTOCK

Ad ottobre, partito il primo cargo di olio vegetale per la bioraffinazione, prodotto nell'agri-hub Eni di Makueni in Kenya, diretto alla bioraffineria di Gela. L'olio vegetale è ottenuto tramite la spremitura di semi di ricino, di croton e di cotone. La produzione iniziale di 2.500 tonnellate nel 2022 è prevista salire rapidamente a 20.000 tonnellate nel 2023. Questo progetto segna l'avvio dell'innovativo modello di agribusiness di Eni, integrato verticalmente con le bioraffinerie ed in grado di fornire materie prime sostenibili non concorrenti con la filiera alimentare e di dare un contributo significativo allo sviluppo locale e all'economia circolare. Questo modello sarà replicato in altri Paesi africani, partner Eni di lunga data. Inoltre, sempre nel mese di ottobre si è concluso l'approvvigionamento dell'olio di palma per le bioraffinerie Eni, sostituito integralmente da materie prime sostenibili.

Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione di Eni e con l'obiettivo di aumentare la disponibilità di prodotti decarbonizzati e sostenibili e di raggiungere i target di riduzione delle emissioni Scope 1+2+3, ad ottobre è stato avviato uno studio di fattibilità economica della costruzione e gestione di una bioraffineria a Livorno. Il progetto prevede tre nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati: un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. Il piano di trasformazione della raffineria di Livorno sarà oggetto di un percorso di confronto con le istituzioni del territorio e con le organizzazioni sindacali di categoria nell'ambito del modello relazioni industriali partecipativo e inclusivo.

Nel mese di dicembre Eni, Euglena e Petronas hanno avviato una collaborazione per valutare la fattibilità economica di costruzione e gestione di una bioraffineria in Malesia nel Pengerang Integrated Complex (PIC). I tre partner stanno effettuando gli studi di fattibilità tecnica ed economica per il progetto proposto. Si prevede che la decisione sull'investimento venga presa entro il 2023 e che l'impianto possa essere operativo entro il 2025. La capacità di lavorazione attesa della bioraffineria è di circa 650 mila tonnellate l'anno con una capacità produttiva prevista fino a 12.500 barili al giorno di biocarburante (SAF, HVO e bionafta), lavorati a partire da materie prime che non sono in competizione con la filiera alimentare. La bioraffineria utilizzerà la tecnologia Honeywell UOP's Ecofining™, sviluppata da Eni in collaborazione con Honeywell UOP.

A febbraio 2023, è stato annunciato un accordo di collaborazione con la società di raffinazione PBF relativo al progetto di bioraffinazione St. Bernard Renewables LLC (SBR) in fase di costruzione in Louisiana (Stati Uniti d'America) attraverso una JV paritetica. L'operazione, soggetta alle consuete condizioni di closing, prevede da parte della consociata Eni Sustainable Mobility un apporto di capitale pari a \$835 milioni e delle tecnologie di bioraffinazione. L'avvio dell'impianto è atteso nella prima metà del 2023 con l'obiettivo di una capacità di trattamento di circa 1,1 mln di tonnellate/anno per la produzione principalmente di HVO Diesel.

## INIZIATIVE DI MOBILITÀ SOSTENIBILE

Nell'ambito del percorso finalizzato alla decarbonizzazione dei trasporti e della mobilità, Eni ha sottoscritto una lettera d'intenti con Iveco, volta allo sviluppo di una piattaforma integrata di mobilità sostenibile per le flotte di veicoli commerciali, attraverso l'offerta di mezzi innovativi alimentati con biocarburanti e vettori energetici sostenibili, quali il biocarburante HVO (Hydrotreated Vegetable Oil, o Olio Vegetale Idrogenato), il biometano, l'idrogeno e l'elettrico, e delle relative infrastrutture.

Tra gli ambiti di collaborazione è prevista l'offerta di HVO puro al 100% rivolta ai veicoli pesanti IVECO dotati di motorizzazione compatibile. Il biocarburante di alta qualità HVO ha origine vegetale e da scarti, prodotto attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™ nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela. L'HVO puro al 100% consente di abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> (calcolate lungo tutto il ciclo di vita) tra il 60% e il 90% rispetto al mix fossile di riferimento.

Inoltre, Eni e IVECO intendono accelerare la disponibilità sul mercato del biometano, combustibile rinnovabile ottenuto da scarti agroindustriali, sia compresso (CNG) sia liquefatto (LNG), anche attraverso possibili partnership in Italia e all'estero.

Per lo sviluppo dei progetti di decarbonizzazione del trasporto aereo, Eni ha firmato a dicembre un accordo con DHL Express Italy e con il Gruppo SEA, che gestisce l'aeroporto di Milano Malpensa e Milano Linate per la sperimentazione di Eni Biojet, il SAF (Sustainable Aviation Fuel) miscelato al 20% con JetA1 e prodotto esclusivamente da materie prime di scarto, grassi animali e oli vegetali esausti. Nel 2022, alcuni voli partenti da Malpensa sono stati alimentati anche con SAF prodotti da Eni presso la Raffineria di Livorno in partnership con la bioraffineria di Gela.

A febbraio 2023, è stato firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con Saipem, con l'obiettivo di utilizzare carburanti di natura biogenica sui mezzi navali di perforazione e costruzione di Saipem, con particolare riferimento alle operazioni nell'area del Mar Mediterraneo. Tale accordo rappresenta un'importante milestone per Eni e Saipem, a conferma dell'impegno reciproco nella diversificazione delle fonti energetiche e nella riduzione dell'impronta carbonica nelle operazioni offshore.

Nell'ambito dello sviluppo della mobilità ad idrogeno, è stata inaugurata a giugno una nuova Eni Station a Mestre (Venezia), prima in Italia, in ambito urbano e aperta al pubblico per il rifornimento di idrogeno per la mobilità su strada. L'impianto è dotato di due punti di erogazione, con una potenzialità di oltre 100 kg/giorno, che possono caricare autoveicoli in circa 5 minuti e autobus.

Inoltre nel mese di ottobre, due progetti di sviluppo di idrogeno verde di Eni ed Enel Green Power sono stati inseriti tra i beneficiari italiani del supporto pubblico autorizzato dalla Commissione europea nell'ambito di IPCEI Hy2Use, il progetto comune di interesse europeo nato per sostenere la catena del valore dell'idrogeno. I due elettrolizzatori dalla capacità di 20 MW e 10 MW saranno realizzati rispettivamente all'interno della bioraffineria Eni di Gela, in Sicilia, e della raffineria Eni di Taranto. Entrambi gli impianti adotteranno la tecnologia PEM (polymer electrolyte membrane).

## SMART MOBILITY

In coerenza con la strategia di decarbonizzazione, nel 2022 è stata ampliata la collaborazione tra Eni e XEV, attraverso la firma di un accordo di cooperazione per la ricerca e sviluppo di sistemi di mobilità sostenibile in grado di diminuire gli impatti ambientali dei veicoli, per lo sviluppo della tecnologia del battery swapping e per l'assemblaggio delle autovetture della casa automobilistica. L'accordo sottoscritto ha l'obiettivo di sviluppare congiuntamente il settore delle city car elettriche, in particolare l'implementazione della tecnologia del battery swapping di XEV e l'eventuale assemblaggio dei veicoli XEV, o parti di essi, nel territorio italiano nonché la gestione del ciclo di vita delle batterie delle auto, dalla produzione al montaggio, manutenzione e fine vita tramite riciclo.

Nel corso del 2022, la flotta Enjoy è stata ampliata mediante l'introduzione delle city car XEV YOYO nelle città di Torino, Bologna, Firenze e Milano. La XEV YOYO è un'automobile elettrica sempre operativa grazie al battery swapping, la sostituzione della batteria in alternativa alla ricarica dalle colonnine.

## ECONOMIA CIRCOLARE E CHIMICA GREEN

Nell'ambito delle iniziative volte allo sviluppo dell'economia circolare, Versalis nel mese di giugno 2022 ha annunciato l'avvio dell'utilizzo di imballaggi realizzati con materia prima riciclata da packaging industriali post-consumo. A tal fine sono stati implementati due progetti, "Bag to Bag" e "Liner to Liner", finalizzati alla creazione di un circuito virtuoso per il recupero e il riciclo di sacchi industriali di imballaggio in polietilene e a reimmetterli nel sistema. Nel progetto "Bag to Bag" i sacchi sono realizzati con il 50% di materiale riciclato e risultano interamente riciclabili. Il progetto ha superato la fase di test in tutti i siti operativi Versalis. Attualmente è in corso il loro utilizzo negli stabilimenti a Ragusa e a Ferrara ed entro l'anno sarà operativo anche a Brindisi e presso le controllate estere a Dunkerque e Oberhausen.

Nel "Liner to Liner", sviluppato e applicabile principalmente nel sito di Brindisi, i rivestimenti interni dei container utilizzati per il trasporto di polietilene sfuso, denominati Liner, sono inviati a riciclo e trasformati in nuovi, contenenti il 50% di plastica riciclata. Le due iniziative contribuiscono a ridurre il consumo di materia prima vergine del 50% (Bag to Bag) e 50% (Liner to Liner), con una conseguente riduzione anche in termini di CO<sub>2</sub>.

Nell'ambito della trasformazione del sito di Porto Marghera è stato siglato un nuovo accordo con Forever Plast, società italiana leader a livello europeo nel settore del riciclo della plastica post-consumo. L'intesa prevede l'acquisizione, in via esclusiva, della licenza per la realizzazione di un impianto di riciclo meccanico avanzato per la trasformazione di rifiuti plastici selezionati ottenuti dalla raccolta differenziata, in particolare polistirene e polietilene alta densità. L'impianto, il cui avvio è previsto nel 2024 avrà una capacità di trasformazione di rifiuti plastici di circa 50 mila tonnellate/anno con cui verranno prodotti compound di polimeri riciclati.

L'accordo comprende inoltre l'estensione del contratto con Forever Plast, che permetterà di garantire i volumi per la crescita del portafoglio Versalis di prodotti riciclati e di consolidarne l'attuale vantaggio competitivo: la Società ha già avviato una collaborazione grazie alla quale sono stati sviluppati i nuovi compound di polistirene con contenuto di riciclato fino al 75% a marchio Versalis Revive®, già disponibili sul mercato, destinati a imballaggi alimentari, isolamento termico e al settore elettrico.

A dicembre, Versalis ha acquisito da DSM la tecnologia per la produzione di enzimi per etanolo di seconda generazione. La tecnologia sarà applicata nello stabilimento di Crescentino e si integra con la tecnologia proprietaria Proesa® per la produzione di bioetanolo sostenibile e di prodotti chimici da biomasse lignocellulosiche.

## Refining & Marketing

### Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2022 sono state acquistate 19,15 milioni di tonnellate di petrolio (18,85 milioni di tonnellate nel 2021) di cui 5,02 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 11,50 milioni di tonnellate sul mercato spot e 2,63 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 36% dall'Asia Centrale, 18% dall'Africa Settentrionale, 17% dal Medio Oriente, 11% dall'Italia, 6% dall'Africa Occidentale, 5% dalla Russia<sup>1</sup>, 3% dal Mare del Nord e 4% da altre aree.

#### ACQUISTI

|   | (milioni di tonnellate) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %       |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Greggi equity                               |                         | 5,02         | 3,85         | 3,55         | 1,17          | 30,4         |
| Altri greggi                                |                         | 14,13        | 15,00        | 13,82        | (0,87)        | (5,8)        |
| <b>Totale acquisti di greggi</b>            |                         | <b>19,15</b> | <b>18,85</b> | <b>17,37</b> | <b>0,30</b>   | <b>1,6</b>   |
| Acquisti di semilavorati                    |                         | 0,07         | 0,26         | 0,11         | (0,19)        | (73,1)       |
| Acquisti di prodotti                        |                         | 10,66        | 10,66        | 10,31        |               |              |
| <b>TOTALE ACQUISTI</b>                      |                         | <b>29,88</b> | <b>29,77</b> | <b>27,79</b> | <b>0,11</b>   | <b>0,4</b>   |
| Consumi per produzione di energia elettrica |                         | (0,31)       | (0,31)       | (0,35)       |               |              |
| Altre variazioni <sup>(a)</sup>             |                         | (1,57)       | (0,89)       | (0,69)       | (0,68)        | (76,4)       |
| <b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>                 |                         | <b>28,00</b> | <b>28,57</b> | <b>26,75</b> | <b>(0,57)</b> | <b>(2,0)</b> |

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

### Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2022 ammontano a 18,84 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2021, le minori lavorazioni in Italia sono state compensate da maggiori volumi processati presso le raffinerie in Germania.

In Italia i volumi processati pari a 16,12 milioni di tonnellate sono in leggera diminuzione rispetto al 2021 (-2,4%): le minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno sono state in parte bilanciate dalle maggiori lavorazioni di Milazzo che hanno beneficiato dello scenario favorevole.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,72 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 450 mila tonnellate (+19,8%) facendo leva su uno scenario favorevole nonché sulle minori fermate rispetto al periodo di confronto. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 13,25 milioni di tonnellate, in riduzione del 5,4% (pari a 0,76 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 79%.

Il 26,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2021 (21%).

### Bioraffinazione

I volumi di biofeedstock processati sono pari a 543 mila tonnellate in diminuzione del 18,3% rispetto al 2021, (-122 mila tonnellate), a seguito delle maggiori fermate presso la bioraffineria di Gela, tale riduzione è stata solo in parte compensata dalle maggiori lavorazioni presso la bioraffineria di Venezia (+33 mila tonnellate).

(1) Successivamente al primo trimestre 2022, con l'aggressione militare della Russia all'Ucraina, Eni ha interrotto l'acquisto di greggio Russo cargo market; la raffineria PCK nel corso dell'anno ha continuato a rifornirsi di greggio Ural attraverso l'oleodotto di Druzhba. La riduzione di greggi acquistati dalla Russia è stata compensata con volumi provenienti dall'Asia centrale e dal Nord Africa.

Inoltre, l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di biodiesel è stata ridotta di circa 28 punti percentuali rispetto al 2021 grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.

Ad ottobre Eni ha definitivamente concluso l'approvvigionamento di olio di palma in uso nelle bioraffinerie di Venezia e Gela per la produzione di biocarburanti idrogenati.

Nel 2022 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 428 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in riduzione del 27%.

## DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

| (milioni di tonnellate)                                       | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %        |
|---|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| <b>ITALIA</b>   |              |              |              |               |               |
| Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà                     | 13,25        | 14,01        | 12,72        | (0,76)        | (5,4)         |
| Lavorazioni in conto terzi                                    | (1,70)       | (1,71)       | (1,75)       | 0,01          | 0,6           |
| Lavorazioni sulle raffinerie di terzi                         | 4,57         | 4,21         | 3,85         | 0,36          | 8,6           |
| <b>Lavorazioni in conto proprio</b>                           | <b>16,12</b> | <b>16,51</b> | <b>14,82</b> | <b>(0,39)</b> | <b>(2,4)</b>  |
| Consumi e perdite   | (1,11)       | (1,11)       | (0,97)       | 0,00          | 0,4           |
| <b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>                    | <b>15,01</b> | <b>15,40</b> | <b>13,85</b> | <b>(0,39)</b> | <b>(2,5)</b>  |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte                  | 7,02         | 7,38         | 7,18         | (0,36)        | (4,9)         |
| Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero                    | (0,40)       | (0,67)       | (0,66)       | 0,27          | 40,3          |
| Consumi per produzione di energia elettrica                   | (0,31)       | (0,31)       | (0,35)       | 0,00          | 0,0           |
| <b>Prodotti venduti</b>                                       | <b>21,32</b> | <b>21,80</b> | <b>20,02</b> | <b>(0,48)</b> | <b>(2,2)</b>  |
| <b>Totale lavorazioni bio</b>                                 | <b>0,54</b>  | <b>0,67</b>  | <b>0,71</b>  | <b>(0,13)</b> | <b>(19,4)</b> |
| <b>ESTERO</b>   |              |              |              |               |               |
| Lavorazioni in conto proprio                                  | 2,72         | 2,27         | 2,18         | 0,45          | 19,8          |
| Consumi e perdite   | (0,19)       | (0,18)       | (0,17)       | (0,01)        | (5,6)         |
| <b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>                    | <b>2,53</b>  | <b>2,09</b>  | <b>2,01</b>  | <b>0,44</b>   | <b>21,1</b>   |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte                  | 3,54         | 3,41         | 3,39         | 0,13          | 3,8           |
| Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia                   | 0,40         | 0,67         | 0,66         | (0,27)        | (40,3)        |
| <b>Prodotti venduti</b>                                       | <b>6,47</b>  | <b>6,17</b>  | <b>6,06</b>  | <b>0,30</b>   | <b>4,9</b>    |
| <b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>    | <b>18,84</b> | <b>18,78</b> | <b>17,00</b> | <b>0,06</b>   | <b>0,3</b>    |
| <i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>  | <i>5,02</i>  | <i>3,86</i>  | <i>3,55</i>  | <i>1,16</i>   | <i>30,1</i>   |
| <b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b> | <b>27,79</b> | <b>27,97</b> | <b>26,08</b> | <b>(0,18)</b> | <b>(0,6)</b>  |
| <b>Vendite di greggi</b>                                      | <b>0,21</b>  | <b>0,60</b>  | <b>0,67</b>  | <b>(0,39)</b> | <b>(65,0)</b> |
| <b>TOTALE VENDITE</b>   | <b>28,00</b> | <b>28,57</b> | <b>26,75</b> | <b>(0,57)</b> | <b>(2,0)</b>  |

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (27,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,18 milioni di tonnellate rispetto al 2021, pari allo 0,6%, la riduzione delle vendite in Italia è stata solo in parte bilanciata dai maggiori volumi venduti all'estero.

**VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO**

| (milioni di tonnellate)                                       | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %       |
|---|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Rete  | 5,38         | 5,12         | 4,56         | 0,26          | 5,1          |
| Extrarete   | 6,19         | 6,02         | 5,75         | 0,17          | 2,8          |
| Petrolchimica   | 0,39         | 0,52         | 0,61         | (0,13)        | (25,0)       |
| <b>Altre vendite</b>  | <b>9,36</b>  | <b>10,14</b> | <b>9,10</b>  | <b>(0,78)</b> | <b>(7,7)</b> |
| <b>Vendite in Italia</b>                                      | <b>21,32</b> | <b>21,80</b> | <b>20,02</b> | <b>(0,48)</b> | <b>(2,2)</b> |
| Rete resto d'Europa   | 2,12         | 2,11         | 2,05         | 0,01          | 0,5          |
| Extrarete resto d'Europa                                      | 2,44         | 2,19         | 2,40         | 0,25          | 11,4         |
| Extrarete mercati extra europei                               | 0,52         | 0,52         | 0,48         |               |              |
| Altre vendite   | 1,39         | 1,35         | 1,13         | 0,04          | 3,0          |
| <b>Vendite all'estero</b>                                     | <b>6,47</b>  | <b>6,17</b>  | <b>6,06</b>  | <b>0,30</b>   | <b>4,9</b>   |
| <b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b> | <b>27,79</b> | <b>27,97</b> | <b>26,08</b> | <b>(0,18)</b> | <b>(0,6)</b> |

**VENDITE RETE ITALIA**

Le vendite sulla rete in Italia (5,38 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2021 (0,26 milioni di tonnellate, +5,1%) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone nella prima parte dell'anno. L'erogato medio (1.445 mila litri) è aumentato di 83 mila litri rispetto al 2021 (1.362 mila litri). La quota di mercato media del 2022 è del 21,7% in diminuzione rispetto al 2021 (22,2%).

Al 31 dicembre 2022 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.003 stazioni di servizio con una riduzione di 75 unità rispetto al 31 dicembre 2021 (4.078 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-90 unità), del saldo negativo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (-9 unità), compensati dall'incremento delle stazioni di servizio in affitto (+24 unità).

**VENDITE PER PRODOTTO/CANALE**

| (milioni di tonnellate)                 | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.   | Var. %     |
|---|--------------|--------------|--------------|-------------|------------|
| <b>Italia</b>                           | <b>11,57</b> | <b>11,14</b> | <b>10,31</b> | <b>0,43</b> | <b>3,8</b> |
| <b>Vendite rete</b>                     | <b>5,38</b>  | <b>5,12</b>  | <b>4,56</b>  | <b>0,26</b> | <b>5,1</b> |
| Benzina                                 | 1,49         | 1,38         | 1,16         | 0,11        | 8,0        |
| Gasolio                                 | 3,54         | 3,38         | 3,10         | 0,16        | 4,7        |
| GPL                                     | 0,32         | 0,31         | 0,27         | 0,01        | 3,2        |
| Altri prodotti                          | 0,03         | 0,05         | 0,03         | (0,02)      | (40,0)     |
| <b>Vendite extrarete</b>                | <b>6,19</b>  | <b>6,02</b>  | <b>5,75</b>  | <b>0,17</b> | <b>2,7</b> |
| Gasolio                                 | 3,04         | 3,11         | 3,11         | (0,07)      | (2,3)      |
| Oli combustibili                        | 0,04         | 0,03         | 0,02         | 0,01        | 33,3       |
| GPL                                     | 0,16         | 0,17         | 0,18         | (0,01)      | (5,9)      |
| Benzina                                 | 0,43         | 0,34         | 0,30         | 0,09        | 26,5       |
| Lubrificanti                            | 0,05         | 0,08         | 0,08         | (0,04)      | (43,8)     |
| Bunker                                  | 0,48         | 0,59         | 0,63         | (0,11)      | (18,6)     |
| Jet fuel                                | 1,50         | 0,92         | 0,70         | 0,58        | 63,0       |
| Altri prodotti                          | 0,49         | 0,78         | 0,73         | (0,29)      | (37,2)     |
| <b>Estero (rete + extrarete)</b>        | <b>5,08</b>  | <b>4,82</b>  | <b>4,93</b>  | <b>0,26</b> | <b>5,4</b> |
| Benzina                                 | 1,11         | 1,06         | 1,13         | 0,05        | 4,7        |
| Gasolio                                 | 2,92         | 2,78         | 2,73         | 0,14        | 5,0        |
| Jet fuel                                | 0,11         | 0,07         | 0,09         | 0,04        | 57,1       |
| Oli combustibili                        | 0,13         | 0,08         | 0,13         | 0,05        | 62,5       |
| Lubrificanti                            | 0,08         | 0,11         | 0,09         | (0,03)      | (27,3)     |
| GPL                                     | 0,53         | 0,53         | 0,50         | 0,00        | 0,0        |
| Altri prodotti                          | 0,20         | 0,19         | 0,26         | 0,01        | 5,3        |
| <b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b> | <b>16,65</b> | <b>15,96</b> | <b>15,24</b> | <b>0,69</b> | <b>4,3</b> |

## VENDITE RETE RESTO D'EUROPA

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,12 milioni di tonnellate sostanzialmente invariate rispetto al 2021, a seguito dei maggiori volumi venduti in Germania, Francia, Spagna e Austria hanno compensato la riduzione registrata in Svizzera.

Al 31 dicembre 2022 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.240 stazioni di servizio, (+4 unità rispetto al 31 dicembre 2021) principalmente grazie alle aperture in Germania ed Austria, bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Svizzera e Francia. L'erogato medio (2.027 mila litri) è aumentato di 2 mila litri rispetto al 2021 (2.025 mila litri).

## VENDITE SUL MERCATO EXTRARETE E ALTRE VENDITE

Le vendite extrarete in Italia pari a 6,19 milioni di tonnellate sono aumentate del 2,7% rispetto al 2021, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel per la ripresa del trasporto aereo che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,44 milioni di tonnellate, sono aumentate dell'11,4% rispetto al 2021, in particolare in Germania, Austria e Spagna. Le vendite al settore Petrochimica (0,39 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 25%. Le altre vendite in Italia e all'estero (10,76 milioni di tonnellate) sono in riduzione di 0,74 milioni di tonnellate, -6,4% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

## Chimica

### DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

|   | (migliaia di tonnellate) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.      | Var. %        |
|---|--------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|---------------|
| Intermedi                                   |                          | 4.897        | 6.284        | 5.861        | (1.387)        | (22,1)        |
| Polimeri                                    |                          | 1.873        | 2.184        | 2.211        | (311)          | (14,2)        |
| Biochem                                     |                          | 5            | 8            | 1            | (3)            | ..            |
| <b>Produzioni di prodotti petrolchimici</b> |                          | <b>6.775</b> | <b>8.476</b> | <b>8.073</b> | <b>(1.701)</b> | <b>(20,1)</b> |
| Moulding & Compounding                      |                          | 81           | 20           |              | 61             |               |
| <b>Totale produzioni</b>                    |                          | <b>6.856</b> | <b>8.496</b> | <b>8.073</b> | <b>(1.640)</b> | <b>(19,3)</b> |
| Consumi e perdite                           |                          | (3.923)      | (4.590)      | (4.366)      | 667            | 14,5          |
| Acquisti e variazioni rimanenze             |                          | 819          | 565          | 632          | 254            | 45,0          |
| <b>Totale disponibilità</b>                 |                          | <b>3.752</b> | <b>4.471</b> | <b>4.339</b> | <b>(719)</b>   | <b>(16,1)</b> |
| Intermedi                                   |                          | 2.158        | 2.648        | 2.539        | (490)          | (18,5)        |
| Polimeri                                    |                          | 1.494        | 1.771        | 1.790        | (277)          | (15,6)        |
| Oilfield chemicals                          |                          | 21           | 24           | 9            | (3)            | ..            |
| Biochem                                     |                          | 3            | 8            | 1            | (5)            | ..            |
| <b>Vendite di prodotti petrolchimici</b>    |                          | <b>3.676</b> | <b>4.451</b> | <b>4.339</b> | <b>(775)</b>   | <b>(17,4)</b> |
| Moulding & Compounding                      |                          | 76           | 20           |              | 56             |               |
| <b>Totale vendite</b>                       |                          | <b>3.752</b> | <b>4.471</b> | <b>4.339</b> | <b>(719)</b>   | <b>(16,1)</b> |

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.676 mila tonnellate sono in diminuzione rispetto al 2021 (-775 mila tonnellate, pari al 17,4%). In particolare, le principali variazioni sono state registrate nelle olefine (-22,8%) e negli elastomeri (-18,7%), nel polietilene (-16,4%) e negli di stirenici (-12,1%). Nel business moulding & compounding le vendite sono state pari a 76 mila tonnellate.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono aumentati complessivamente del 34,2% rispetto al 2021, con gli aromatici e le olefine in crescita rispettivamente del 47,2% e del 32,4%. Si registra un incremento del 22,0% rispetto al 2021 anche nel business polimeri.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 6.775 mila tonnellate (-1.701 mila tonnellate rispetto al 2021) risentono delle minori produzioni di intermedi (-1.387 mila tonnellate) in particolare olefine e aromatici. I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (-821 mila tonnellate), di Dunkerque (-563 mila tonnellate) e di Priolo (-164 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è in calo rispetto al 2021. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 59,0% inferiore rispetto al 2021 (66,0%).

## Andamento per business

### INTERMEDI

I ricavi degli intermedi (€2.368 milioni) sono aumentati del 9,3% (€202 milioni rispetto al 2021) per effetto dell'incremento delle quotazioni.

Le vendite (2.158 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,5% rispetto al 2021. Si registrano decrementi nelle olefine (-22,8%), negli aromatici (-15,3%) e nei derivati (-0,8%).

I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 34,2%, in particolare negli aromatici (+47,2%), nelle olefine (+32,4%) e nei derivati (+23,5%). Le produzioni di intermedi (4.897 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 22,1% rispetto al 2021. Si registrano decrementi nelle olefine (-24,3%) negli aromatici (-22,6%) e un lieve aumento nei derivati (+0,6%).

### POLIMERI

I ricavi dei polimeri (€3.203 milioni) sono aumentati del 2,9% (€89 milioni rispetto al 2021) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari. Il business degli stirenici ha beneficiato dei più elevati prezzi di vendita (+25,8%), nonostante il calo dei volumi venduti (-12,1%) per minore disponibilità di prodotto e riduzione della domanda generalizzata. La riduzione dei volumi è attribuibile principalmente a AN (-33,1%), di EPS (-26,8%) e di GPPS (-11,5%), parzialmente compensati da maggiori vendite di ABS (+11,9%).

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-17,2%) è attribuibile al calo dei consumi europei ed extraeuropei e alla scarsa competitività dei prezzi a causa degli elevati costi energetici. Si è registrato un decremento sulle vendite di BR (-23,7%), SBR (-17,9%) e gomme NBR (-17,3%). Complessivamente in riduzione i volumi venduti del business polietilene (-16,4%) con minori vendite di LDPE (-27,7%) di EVA (-12,5%) e di HDPE (-10,6%); si rileva inoltre un aumento dei prezzi medi di vendita (13,4%). Le produzioni di polimeri (1.873 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 14,2% rispetto al 2021, per le minori produzioni di polietilene (-17,3%), elastomeri (-17,2%) e stirenici (-10,0%).

### OILFIELD CHEMICALS, BIOCHEM E MOULDING & COMPOUNDING

I ricavi del business oilfield chemicals (€83 milioni) sono aumentati del 26,6% (€17 milioni rispetto al 2021) per il mix combinato dell'aumento dei prezzi unitari dei formulati e dei servizi associati.

I ricavi del business biochem (€25 milioni) sono diminuiti di €35 milioni rispetto al 2021 essenzialmente per effetto della riduzione della produzione di disinfettante, dovuta al venir meno dell'emergenza sanitaria, controbilanciata in parte dalla vendita di energia elettrica con la centrale a pieno regime.

I ricavi derivanti dal business del moulding & compounding (€327 milioni) si riferiscono alle attività di compounding per €78 milioni, moulding per €108 milioni e per le attività Padanaplast per €141 milioni.

# Plenitude & Power

**2,2** GW

capacità installata da fonti rinnovabili  
100% solare ed eolica

**10** mln

clienti retail e business  
di gas ed elettricità

**13.000**

punti di ricarica veicoli elettrici

**18,8** TWh

vendite retail energia elettrica  
a clienti finali



| PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE   |  | 2022  | 2021  | 2020  |
|--|--|-------|-------|-------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>                              | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,31  | 0,29  | 0,32  |
| <i>di cui: dipendenti</i>  |  | 0,26  | 0,49  | 0,00  |
| <i>contrattisti</i>  |  | 0,39  | 0,00  | 0,73  |
| <b>Plenitude</b>   |  |       |       |       |
| Vendite retail gas   | (miliardi di metri cubi)                                 | 6,84  | 7,85  | 7,68  |
| Vendite retail energia elettrica a clienti finali  | (terawattora)  | 18,77 | 16,49 | 12,49 |
| Clienti retail/business  | (milioni di PDR)   | 10,07 | 10,04 | 9,7   |
| Punti di ricarica veicoli elettrici <sup>(a)</sup>   | (migliaia)   | 13,1  | 6,2   | 3,4   |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili   | (gigawattora)  | 2.553 | 986   | 340   |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo  | (megawatt)   | 2.198 | 1.137 | 335   |
| <b>Power</b>   |  |       |       |       |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi  | (terawattora)  | 22,37 | 28,54 | 25,34 |
| Produzione termoelettrica  |  | 21,37 | 22,31 | 20,95 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo  |  | 2.794 | 2.464 | 2.092 |
| <i>di cui: all'estero</i>  |  | 698   | 600   | 473   |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(b)</sup>  | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)           | 9,76  | 10,03 | 9,63  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power) <sup>(b)</sup> | (gCO <sub>2</sub> eq./kWh eq.)                           | 393   | 380   | 391   |

(a) Ai soli fini comparativi è stato inserito il dato 2020 proforma.

(b) Calcolato sul 100% degli asset operati.

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,31) è in lieve peggioramento rispetto al 2021, a seguito di un unico evento occorso tra il personale contrattista.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) registrano una riduzione del 3% rispetto al 2021 in linea con i minori livelli produttivi delle centrali power.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta registra un aumento rispetto al 2021 a seguito del maggiore impiego di syngas nel processo produttivo della centrale di Ferrera Erbognone.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 2.553 GWh, quasi triplicata rispetto al periodo di confronto (986 GWh nel 2021), principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, negli Stati Uniti, in Francia e in Spagna nonché dello sviluppo organico di progetti in Kazakhstan e USA.
- Al 31 dicembre 2022 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 2.198 MW, di cui il 54% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di storage) ed il 46% a impianti eolici.
- Le vendite retail di gas sono pari a 6,84 miliardi di metri cubi, in riduzione del 13% rispetto al 2021, per effetto delle minori vendite in Italia nel segmento residenziale e all'estero (in particolare in Francia).
- Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 18,77 TWh sono in aumento del 14%, beneficiando della crescita in Italia e dello sviluppo delle attività all'estero.
- I punti di ricarica dei veicoli elettrici installati a fine 2022 sono pari a oltre 13.000 unità, più che raddoppiati rispetto al 2021.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 22,37 TWh, in diminuzione del 21,6% a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

## SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

Nell'ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2022 è proseguita l'espansione nel mercato nazionale ed internazionale delle energie rinnovabili, con acquisizioni in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni, in particolare:

- In Italia e Spagna, è stata avviata una nuova partnership con Infrastrutture SpA per lo sviluppo di progetti solari ed eolici, attraverso l'acquisizione del 65% di Hergo Renewables SpA società che detiene un portafoglio di progetti nei due Paesi con una capacità complessiva di circa 1,5 GW; inoltre è stato acquisito il 100% di PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl e rispettive controllate e partecipate), un gruppo italiano integrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti retail. La Società acquisita include circa 90.000 clienti retail in Italia ed un portafoglio di capacità di 1,6 GW. L'accordo consente a Plenitude di rafforzare la presenza nei due Paesi, consolidando una piattaforma verticalmente integrata.
- Negli Stati Uniti, è stato acquisito (con closing gennaio 2023), attraverso la controllata statunitense Eni New Energy US, Inc. l'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, situato nel nord del Texas. L'impianto, ceduto da Hanwha Qcells USA Corp., si aggiunge agli altri asset in Texas e nel resto degli Stati Uniti in portafoglio di Plenitude, raggiungendo una capacità installata di 878 MW nel mercato statunitense. L'operazione è stata realizzata con il supporto di Novis Renewables, LLC, la partnership tra Eni New Energy US, Inc. e Renantis North America, Inc., esclusiva per gli Stati Uniti e dedicata allo sviluppo di progetti solari, eolici e di stoccaggio. L'impianto è costruito su oltre 150 ettari di terreno e l'energia prodotta sarà venduta a una compagnia elettrica locale.

Nell'ottica del rafforzamento della presenza nel settore eolico e per contribuire all'espansione della joint venture norvegese Vårgrønn, Plenitude e HitecVision hanno sottoscritto un accordo con l'obiettivo di consolidarne la presenza tra i più importanti player del settore eolico offshore. Plenitude, ad ottobre, ha ceduto alla joint venture la sua quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che sta sviluppando importanti progetti eolici offshore. Grazie a questa operazione, HitecVision ha aumentato la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.

Ai fini dell'ottimizzazione del portafoglio a dicembre 2022 Plenitude ha ceduto a Depa Infrastructure, società greca controllata da Italgas, il 49% di Eda Thess (Thessaloniki Thessalia Gas Distribution S.A), uno dei principali operatori del sistema infrastrutturale nel settore del gas in Grecia.

Infine, per sostenere il processo di transizione energetica, Plenitude nel corso del 2022 ha investito in soluzioni tecnologiche innovative, nello specifico è stato annunciato un investimento in EnerOcean S.L., una società spagnola che sviluppa W2Power, una nuova tecnologia per impianti eolici galleggianti. L'accordo è strutturato come una partnership di lungo termine incentrata sull'implementazione della tecnologia W2Power quale soluzione competitiva per lo sviluppo del settore eolico offshore galleggiante a livello globale. Plenitude contribuirà al programma di sviluppo di EnerOcean S.L. con capitali e competenze e deterrà inizialmente una quota del 25% della Società che continuerà a operare in modo indipendente.

## SVILUPPI NEL BUSINESS RINNOVABILE

In linea con la strategia Eni di transizione energetica e decarbonizzazione di prodotti e processi, sono stati inaugurati:

- il parco eolico Badamsha 2 situato nella regione di Aktobe, in Kazakhstan, il secondo impianto eolico nella regione che consente di raddoppiare la capacità installata del progetto Badamsha 1 (48 MW, per un totale complessivo di 96 MW installati nel Paese);
- il parco eolico spagnolo El Monte da 104,5 MW, nella regione Castiglia La Mancha, realizzato in collaborazione con il partner strategico Azora Capital. La centrale produrrà circa 300 GWh all'anno, equivalenti al consumo domestico di 100.000 famiglie;
- l'impianto fotovoltaico da 263 MW "Golden Buckle Solar Project" a Brazoria County, Texas (USA), nel gennaio 2023. L'impianto è stato realizzato in poco più di un anno e produrrà in media tra i 400 e i 500 GWh di energia solare all'anno. La realizzazione dell'impianto è stata portata avanti con il supporto di Novis Renewables, LLC.

GreenIT, joint venture con CDP Equity, ha acquisito l'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW

(56 MW in quota Eni), inoltre la jv ha firmato un ulteriore accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW.

Nel gennaio 2023, Plenitude ha firmato con Simply Blue Group un accordo per lo sviluppo congiunto di una pipeline di nuovi progetti eolici offshore galleggianti in Italia. I primi due progetti, "Messapia" in Puglia e "Krimisa" in Calabria, sono già stati presentati alle autorità competenti. Il progetto Messapia, situato a circa 30 km dalla costa di Otranto, avrà una capacità complessiva di 1,3 GW e potrà fornire annualmente una produzione di energia di circa 3,8 TWh. Il progetto Krimisa, situato a circa 45 km dalla costa di Crotone, avrà una capacità complessiva di 1,1 GW e potrà fornire annualmente una produzione di energia fino a 3,5 TWh.

## INIZIATIVE PER LA MOBILITÀ ELETTRICA

Come riconoscimento dell'impegno Eni per uno sviluppo sostenibile delle infrastrutture, l'Agenzia esecutiva europea per il clima, l'infrastruttura e l'ambiente (CINEA) ha selezionato il progetto di Be Charge, l'operatore della mobilità elettrica integrato in Plenitude, per la realizzazione entro il 2025 di una delle più grandi reti di ricarica per veicoli elettrici ad alta velocità in Europa, lungo i principali corridoi di trasporto Europei (TEN-T), nelle aree di parcheggio e nei principali nodi urbani in 8 Paesi: Italia, Spagna, Francia, Austria, Germania, Portogallo, Slovenia e Grecia.

## SVILUPPO DI TECNOLOGIE

Eni ha siglato un accordo con Ansaldo Energia per lo sviluppo di progetti basati su soluzioni tecnologiche innovative per l'accumulo di energia elettrica alternative alle batterie elettrochimiche. L'intesa prevede che tali tecnologie, già in fase di studio, siano implementate in sinergia in alcuni siti industriali di Eni e delle sue società controllate in Italia, sfruttando le potenzialità degli esistenti sistemi di produzione e consumo di energia elettrica. Gli accumuli di energia elettrica sono indispensabili per superare il limite strutturale di programmabilità e di intermittenza delle fonti rinnovabili e favorirne quindi lo sviluppo.

## PLENITUDE

### Retail Gas & Power

#### Domanda gas

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 10 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 8,1 milioni.

#### VENDITE DI GAS PER MERCATO

|                                  | (miliardi di metri cubi) | 2022        | 2021        | 2020        | Var. ass.     | Var. %        |
|----------------------------------|--------------------------|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|
| <b>ITALIA</b>                    |                          | <b>4,65</b> | <b>5,14</b> | <b>5,17</b> | <b>(0,49)</b> | <b>(9,5)</b>  |
| Retail                           |                          | 3,34        | 3,88        | 3,96        | (0,54)        | (13,9)        |
| Business                         |                          | 1,31        | 1,26        | 1,21        | 0,05          | 4,0           |
| <b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>    |                          | <b>2,19</b> | <b>2,71</b> | <b>2,51</b> | <b>(0,52)</b> | <b>(19,2)</b> |
| <b>Mercati europei:</b>          |                          |             |             |             |               |               |
| Francia                          |                          | 1,69        | 2,17        | 2,08        | (0,48)        | (22,1)        |
| Grecia                           |                          | 0,33        | 0,39        | 0,34        | (0,07)        | (16,7)        |
| Altro                            |                          | 0,17        | 0,15        | 0,09        | 0,03          | 16,7          |
| <b>TOTALE VENDITE RETAIL GAS</b> |                          | <b>6,84</b> | <b>7,85</b> | <b>7,68</b> | <b>(1,01)</b> | <b>(12,9)</b> |

## Vendite retail gas

Nel 2022, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 6,84 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una riduzione di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, pari al -12,9%. Le vendite in Italia pari a 4,65 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 9,5% rispetto al 2021 per effetto delle minori vendite al segmento retail.

Le vendite sui mercati europei di 2,19 miliardi di metri cubi sono in calo del 19,2% (-0,52 miliardi di metri cubi) rispetto al 2021. Minori vendite sono state registrate in Francia e Grecia.

## Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 18,77 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna registrano una performance positiva con un incremento pari al 13,8% rispetto al 2021, grazie allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero.

## Renewables

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) ed è impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello nazionale e internazionale.

### PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

|  |               | 2022  | 2021 | 2020 | Var. ass. | Var. % |
|--|---------------|-------|------|------|-----------|--------|
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | (gigawattora) | 2.553 | 986  | 340  | 1.567     | 158,9  |
| di cui: fotovoltaico                       |               | 1.135 | 398  | 223  | 737       | 185,2  |
| eolico                                     |               | 1.418 | 588  | 116  | 830       | 141,2  |
| di cui: Italia                             |               | 818   | 400  | 112  | 418       | 104,5  |
| estero                                     |               | 1.735 | 586  | 227  | 1.149     | 196,1  |
| di cui: autoconsumo <sup>(a)</sup>         |               | 1%    | 8%   | 23%  |           |        |

(a) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 2.553 GWh riferita per 1.135 GWh all'ambito fotovoltaico e per 1.418 GWh all'eolico, con un aumento di 1.567 GWh rispetto al 2021. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti nonché per lo sviluppo organico di progetti in USA e Kazakhstan. Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

### CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

|  |            | 2022         | 2021         | 2020        | Var. ass. | Var. % |
|--|------------|--------------|--------------|-------------|-----------|--------|
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo                                  | (megawatt) | 2.198        | 1.137        | 335         | 1.061     | 93     |
| di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)                             |            | 54%          | 49%          | 80%         |           |        |
| eolico   |            | 46%          | 51%          | 20%         |           |        |
|  | (megawatt) | <b>2022</b>  | <b>2021</b>  | <b>2020</b> |           |        |
| <b>Italia</b>  |            | <b>844</b>   | <b>466</b>   | <b>112</b>  |           |        |
| <b>Estero</b>  |            | <b>1.354</b> | <b>671</b>   | <b>223</b>  |           |        |
| Algeria <sup>(a)</sup>   |            |              |              | 5           |           |        |
| Australia  |            |              |              | 64          | 64        | 64     |
| Francia  |            |              |              | 114         | 108       |        |
| Pakistan   |            |              |              |             | 10        | 10     |
| Tunisia <sup>(a)</sup>   |            |              |              |             |           | 9      |
| Stati Uniti  |            |              |              | 797         | 269       | 87     |
| Spagna   |            |              |              | 283         | 129       |        |
| Kazakhstan   |            |              |              | 96          | 91        | 48     |
| <b>TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)</b> |            | <b>2.198</b> | <b>1.137</b> | <b>335</b>  |           |        |
| di cui: potenza installata di storage  |            |              |              | 7           | 7         | 8      |

(a) Asset trasferiti ad altri settori nel quarto trimestre 2021.

Al 31 dicembre 2022, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 2,2 GW, raddoppiata rispetto al 2021, principalmente grazie alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico di Brazoria negli Stati Uniti e dell'impianto eolico onshore Badamsha 2 in Kazakhstan nonché all'acquisizione degli asset di Fortore Energia e PLT in Italia, dell'impianto fotovoltaico Corazon negli Stati Uniti e degli asset di Cuevas in Spagna.

## E-mobility

In un contesto di mercato della mobilità che prevede un costante incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, grazie all'acquisizione di Be Charge, dispone di uno dei maggiori e più capillari network di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici ed è il primo operatore in Italia per siti ad accesso pubblico ad alta potenza >100 kW.

Al 31 dicembre 2022 sono oltre 13.000 i punti di ricarica distribuiti su tutto il territorio nazionale: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobile. Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di proprietario e gestore della rete di ricarica (CSO - Charge Station Owner e CPO - Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica e mobilità elettrica che si interfaccia con gli utilizzatori di veicoli elettrici (EMSP - Electric Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 150 kW) o HyperCharge (superiori a 150 kW) in corrente continua.

## POWER

Nel 2022, Eni ha finalizzato la cessione alla società di investimento Sixth Street della quota del 49% in EniPower che detiene sei centrali a gas. Eni mantiene il 51% ed il controllo di EniPower in termini operativi, nonché il consolidamento della società.

## Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2022, la potenza installata in esercizio è di 2,3 gigawatt. Nel 2022, la produzione di energia elettrica è stata di 21,37 TWh, in calo di 0,94 TWh rispetto al 2021. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 9,49 TWh di energia elettrica (-18,3% rispetto al 2021) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

## Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 22,37 TWh registrano una riduzione pari al 21,6%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

|                                 |                          | 2022  | 2021  | 2020  | Var. ass. | Var. % |
|---------------------------------|--------------------------|-------|-------|-------|-----------|--------|
| Acquisti di gas naturale        | (milioni di metri cubi)  | 4.218 | 4.670 | 4.346 | (452)     | (9,7)  |
| Acquisti di altri combustibili  | (migliaia di tep)        | 175   | 93    | 160   | 82        | 88,2   |
| Produzione di energia elettrica | (terawattora)            | 21,37 | 22,31 | 20,95 | (0,94)    | (4,2)  |
| Produzione di vapore            | (migliaia di tonnellate) | 6.900 | 7.362 | 7.591 | (462)     | (6,3)  |

## DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

|  | (terawattora) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.     | Var. %        |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Produzione di energia elettrica                          |               | 21,37        | 22,31        | 20,95        | (0,94)        | (4,2)         |
| Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>             |               | 9,49         | 11,62        | 13,04        | (2,13)        | (18,3)        |
| <b>Disponibilità</b>                                     |               | <b>30,86</b> | <b>33,93</b> | <b>33,99</b> | <b>(3,07)</b> | <b>(9,0)</b>  |
| <b>Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi</b> |               | <b>22,37</b> | <b>28,54</b> | <b>25,34</b> | <b>(6,17)</b> | <b>(21,6)</b> |
| <b>Vendita di energia elettrica a Plenitude</b>          |               | <b>8,49</b>  | <b>5,39</b>  | <b>8,65</b>  | <b>3,10</b>   | <b>57,5</b>   |

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

# Attività ambientali

circa **2** mln tonnellate  
totale rifiuti gestiti

presenti in oltre **100** siti  
di interesse regionale e nazionale  
quale global contractor Eni

**9,9** mln mc  
acque riutilizzate per uso industriale  
e ambientale

circa **74** %  
rifiuti recuperati  
sul totale rifiuti recuperabili

oltre **35** mln di mc  
quantità di acque trattate



L'attività di servizi ambientali è svolta da Eni Rewind, la società di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia ed all'estero.

Attraverso il suo modello integrato end to end Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

## Attività di bonifica

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale.

Eni Rewind opera in 13 siti di interesse nazionale e oltre 100 siti di interesse regionale, negli ultimi anni ha consolidato il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

Tra i principali avanzamenti nelle attività di risanamento ambientale, gestione delle acque e rifiuti e nella valorizzazione delle aree post bonifica si segnalano in particolare quelle presso Ravenna, Porto Torres, Gela, Cengio e Porto Marghera.

Di particolare rilevanza è il Progetto di Ponticelle, a Ravenna dove Eni Rewind è impegnata nella valorizzazione dell'ex area industriale attraverso la messa in sicurezza permanente del sito e la progettazione di interventi mirati per la riqualificazione produttiva. È prevista la realizzazione di una piattaforma polifunzionale di pretrattamento dei rifiuti in partnership con Herambiente e di una piattaforma di biorecupero (biopile) di terreni che potranno essere riutilizzati nelle stazioni di servizio dopo interventi di bonifica, riducendo lo smaltimento in discarica e il consumo di risorse vergini. L'area di Ponticelle diventerà un polo per la bonifica sostenibile, la valorizzazione dei rifiuti e la produzione di energia green anche grazie alla collaborazione con Eni New Energy, società di Plenitude, che realizzerà un impianto fotovoltaico e uno storage lab.

## Water & Waste Management

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque, finalizzato all'attività di bonifica, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Il progetto di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento è proseguito nel 2022 nell'ambito di una più ampia iniziativa di ottimizzazione, con l'obiettivo di incrementare la competitività e la sostenibilità del business, la qualità del lavoro e la sicurezza di processo.

I principali drivers del progetto di ottimizzazione consistono nell'adozione di modelli operativi ottimizzati per la gestione degli impianti, facendo leva sul potenziamento tecnologico della Control Room di San Donato Milanese e la digitalizzazione dei siti ad essa collegati.

Attualmente sono operativi e gestiti 43 impianti di trattamento acque in Italia, con oltre 35 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2022.

Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2022 sono stati riutilizzati circa 9,9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, con un incremento del 10% rispetto al 2021.

A fine 2022 sono stati installati presso i siti Eni 57 dispositivi che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 1.200 tonnellate di rifiuto equivalente.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive di Eni in Italia, grazie al suo modello di gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2022 Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 2 milioni di tonnellate<sup>1</sup> di rifiuti avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare, l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) del 2022 è stato del 74% in lieve crescita rispetto al 2021 (73%). Tale aumento è dettato dalle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione, nonostante il perimetro di impianti esterni utilizzabili, dotati di tecnologie usufruibili al fine del recupero, non sia aumentato.

## Certificazioni

Eni Rewind detiene l'Attestazione SOA – certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a €150.000,00 sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 – Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 – Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 – Impianti smaltimento e recupero rifiuti. Nel 2022 si segnala l'ottenimento dell'attestazione più elevata, senza limiti di importo, per le categorie OS14 e OG12.

## Iniziative non-captive

In coerenza con il percorso iniziato nel 2020, Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo. In particolare, nel corso del 2022, la società ha proseguito nelle attività propeedeutiche all'inserimento nell'elenco fornitori di primarie società italiane ed estere. È stata inoltre perfezionata l'iscrizione al portale MEPA (Mercato Elettronico della Pubblica Amministrazione).

Inoltre, Eni Rewind è risultata aggiudicataria, in Raggruppamento Temporaneo d'Impresa (RTI) della bonifica dell'ex stabilimento Q8 di Napoli. La Società eseguirà le attività di progettazione, analisi ambientale, fornitura, installazione e gestione di un desorbitor termico.

In regime pubblicistico, è stato completato il processo di verifica post assegnazione da parte di ANAS, dei requisiti del RTI in cui Eni Rewind è mandante, per poter avviare le attività per i servizi di indagine e caratterizzazione nel lotto adriatico (Emilia-Romagna, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia), dove Eni Rewind, attraverso i propri laboratori ambientali, fornirà servizi specifici di analisi chimiche. Nel mese di settembre è stato sottoscritto l'atto costitutivo dell'RTI per la stipula del contratto con Anas.

(1) Nel volume riportato sono ricompresi i rifiuti derivanti dalla gestione delle attività ambientali della rete dei Punti Vendita (circa 112 mila tonnellate), il cui "produttore" è la stessa ditta ambientale incaricata all'esecuzione dei lavori.

In regime privatistico Eni Rewind è risultata aggiudicataria di un contratto quadro di durata triennale (rinnovabile per ulteriori 2 anni) per il servizio di trasporto e smaltimento di circa 50 kton di rifiuti generati dalla Raffineria di Milazzo (RAM).

## Eni Rewind Estero

Eni Rewind, a partire dal 2018, ha messo a disposizione le proprie competenze a favore delle consociate estere di Eni per le tematiche ambientali e in particolare per le attività di gestione e valorizzazione della risorsa idrica, della matrice suolo, oltre che di training e knowledge sharing.

In attuazione del Memorandum of Understanding (MoU) siglato tra l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) siglato nel 2021, la Raffineria Bahrain Petroleum Company (BAPCO) nel 2022 ha provveduto a richiedere ad Eni Rewind un'offerta per l'implementazione su larga scala del sistema di trattamento e-Hyrec con relative ingegneria, fornitura, installazione e assistenza tecnica.

Prosegue inoltre la collaborazione con Eni su progetti di "water management & valorizaton" e nel mese di giugno, sono stati completati gli studi di fattibilità relativi alla ottimizzazione della gestione delle waste water e delle acque di processo presso gli impianti situati in Algeria e Libia.

Nel 2022 sono state eseguite attività di ingegneria ambientale anche per le bonifiche delle stazioni di servizio aziendali in Francia e Germania.

Nel nuovo mandato per le bonifiche delle aree delle stazioni di servizio stipulato con Eni Sustainable Mobility in vigore dal 1° gennaio 2023 è stato previsto il supporto di Eni Rewind in fase di progettazione degli interventi ambientali anche per le bonifiche delle stazioni di servizio della rete europea.

# Commento ai risultati economico-finanziari

## Possibili conseguenze della guerra tra Russia e Ucraina

Per dettagli sugli impatti della guerra Russia-Ucraina si rinvia al paragrafo “Rischi connessi alla situazione macroeconomica glo-

bale e alle conseguenze geopolitiche dell'aggressione militare russa dell'Ucraina” del capitolo “Fattori di rischio e di incertezza”.

## CONTO ECONOMICO

|   | (€ milioni) | 2022          | 2021          | 2020           | Var. ass.     | Var. %      |
|---|-------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-------------|
| Ricavi della gestione caratteristica  |             | 132.512       | 76.575        | 43.987         | 55.937        | 73,0        |
| Altri ricavi e proventi   |             | 1.175         | 1.196         | 960            | (21)          | (1,8)       |
| Costi operativi   |             | (105.497)     | (58.716)      | (36.640)       | (46.781)      | (79,7)      |
| Altri proventi e oneri operativi  |             | (1.736)       | 903           | (766)          | (2.639)       | ..          |
| Ammortamenti  |             | (7.205)       | (7.063)       | (7.304)        | (142)         | (2,0)       |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing |             | (1.140)       | (167)         | (3.183)        | (973)         | ..          |
| Radiazioni  |             | (599)         | (387)         | (329)          | (212)         | (54,8)      |
| <b>Utile (perdita) operativo</b>  |             | <b>17.510</b> | <b>12.341</b> | <b>(3.275)</b> | <b>5.169</b>  | <b>41,9</b> |
| Proventi (oneri) finanziari   |             | (925)         | (788)         | (1.045)        | (137)         | (17,4)      |
| Proventi (oneri) netti su partecipazioni  |             | 5.464         | (868)         | (1.658)        | 6.332         | ..          |
| <b>Utile (perdita) prima delle imposte</b>  |             | <b>22.049</b> | <b>10.685</b> | <b>(5.978)</b> | <b>11.364</b> | <b>..</b>   |
| Imposte sul reddito   |             | (8.088)       | (4.845)       | (2.650)        | (3.243)       | (66,9)      |
| Tax rate (%)  |             | 36,7          | 45,3          | ..             |               |             |
| <b>Utile (perdita) netto</b>  |             | <b>13.961</b> | <b>5.840</b>  | <b>(8.628)</b> | <b>8.121</b>  | <b>..</b>   |
| di competenza:  |             |               |               |                |               |             |
| - azionisti Eni   |             | 13.887        | 5.821         | (8.635)        | 8.066         | ..          |
| - interessenze di terzi   |             | 74            | 19            | 7              | 55            | ..          |

I risultati Eni del 2022 sono stati influenzati in maniera significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle commodity energetiche. Il 2022 ha segnato uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio, a causa dell'impatto dell'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia a fine febbraio 2022 che si inserisce in un quadro di fondamentali sostanzialmente bilanciati nel mercato petrolifero dovuti alla ripresa post-pandemica e a tensioni nell'offerta in quello del gas naturale, soprattutto in Europa. Le quotazioni del Brent hanno raggiunto 140 \$/bbl, prossimo ai massimi di tutti i tempi registrati nel corso del 2008. Al primo semestre del 2022, caratterizzato da quotazioni medie pari a 108 \$/bbl, è seguito un terzo trimestre volatile con perdite di circa 40 \$/bbl dal valore di chiusura del primo semestre pari a 125 \$/bbl; il trend ribassista è ripreso nel mese di dicembre con una flessione al di sotto degli 80 \$/bbl, erodendo il guadagno registrato nel 2022. Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl con un incremento del 40% rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza dalle forniture via pipeline dalla Russia. Rispetto alla media 2021 di circa 15 \$/mmBTU per il riferimento spot europeo Title Transfer Facility (TTF) che già rappresentava un record storico, nel corso del 2022 sono stati registrati valori che hanno raggiunto gli 80-90 \$/mmBTU a causa dei timori di carenza di gas per la stagione invernale in relazione al progressivo ridimensionamento dei flussi di export russi via pipeline, nel quadro di un continuo deterioramento delle relazioni politiche con l'EU. Nella parte finale del 2022 e inizio 2023, i prezzi del gas grazie a una stagione invernale particolarmente mite e rilevante export di GNL dagli USA hanno corretto in maniera sostanziale, chiudendo l'anno su valori pari o inferiori a quelli registrati prima dello scoppio del conflitto.

I margini di raffinazione sono stati sostenuti dalla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l'aviazione civile e dalla sostanziale carenza di gasolio per effetto principalmente di minori forniture dalla Russia.

|   | 2022   | 2021  | 2020  | Var. % |
|---|--------|-------|-------|--------|
| Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup> | 101,19 | 70,73 | 41,67 | 43,1   |
| Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>                 | 1,053  | 1,183 | 1,142 | (11,0) |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated        | 96,09  | 59,80 | 36,49 | 60,7   |
| Standard Eni Refining Margim (SERM) <sup>(c)</sup>  | 8,5    | (0,9) | 1,7   | ..     |
| PSV <sup>(d)</sup>                                  | 1.294  | 487   | 112   | 165,6  |
| TTF <sup>(d)</sup>                                  | 1.279  | 486   | 100   | 163,1  |

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

## Risultati adjusted e composizione degli special item

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2022 è stato di €13.301 milioni, in aumento di €9 miliardi rispetto all'esercizio 2021, grazie alla forte performance operativa di E&P trainata da maggiori prezzi di realizzo, alle azioni di ottimizzazione del settore GGP e al contributo della R&M che ha beneficiato della disponibilità degli impianti e dell'ottimizzazione dei costi in uno scenario di margini in rial-

zo. Il risultato ha inoltre beneficiato dei maggiori risultati delle società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e di un tax rate adjusted in riduzione escludendo i contributi fiscali una tantum.

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

| (€ milioni)                        | 2022          | 2021          | 2020           | Var. ass.    | Var. %.     |
|------------------------------------|---------------|---------------|----------------|--------------|-------------|
| Exploration & Production           | 15.908        | 10.066        | (610)          | 5.842        | 58,0        |
| Global Gas & LNG Portfolio         | 3.730         | 899           | (332)          | 2.831        | ..          |
| Refining & Marketing e Chimica     | 460           | 45            | (2.463)        | 415          | ..          |
| Plenitude & Power                  | (825)         | 2.355         | 660            |              | ..          |
| Corporate e altre attività         | (1.901)       | (816)         | (563)          | (1.085)      | ..          |
| Effetto eliminazione utili interni | 138           | (208)         | 33             | 346          |             |
| <b>Utile (perdita) operativo</b>   | <b>17.510</b> | <b>12.341</b> | <b>(3.275)</b> | <b>5.169</b> | <b>41,9</b> |

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escl-

ludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale.

## RISULTATI ADJUSTED

| (€ milioni)  | 2022          | 2021          | 2020           | Var. ass.     | Var. %.      |
|--|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                                   | <b>17.510</b> | <b>12.341</b> | <b>(3.275)</b> | <b>5.169</b>  | <b>41,9</b>  |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino                          | (564)         | (1.491)       | 1.318          |               |              |
| Esclusione special item  | 3.440         | (1.186)       | 3.855          |               |              |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>                          | <b>20.386</b> | <b>9.664</b>  | <b>1.898</b>   | <b>10.722</b> | <b>110,9</b> |
| Dettaglio per settore di attività                                  |               |               |                |               |              |
| Exploration & Production   | 16.411        | 9.293         | 1.547          | 7.118         | 76,6         |
| Global Gas & LNG Portfolio   | 2.063         | 580           | 326            | 1.483         | 255,7        |
| Refining & Marketing e Chimica                                     | 1.929         | 152           | 6              | 1.777         | ..           |
| Plenitude & Power  | 615           | 476           | 465            | 139           | 29,2         |
| Corporate e altre attività   | (622)         | (593)         | (507)          | (29)          | (4,9)        |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato | (10)          | (244)         | 61             | 234           |              |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>           | <b>13.887</b> | <b>5.821</b>  | <b>(8.635)</b> | <b>8.066</b>  | <b>..</b>    |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino                          | (401)         | (1.060)       | 937            |               |              |
| Esclusione special item  | (185)         | (431)         | 6.940          |               |              |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>  | <b>13.301</b> | <b>4.330</b>  | <b>(758)</b>   | <b>8.971</b>  | <b>..</b>    |

Nell'esercizio 2022, il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €20.386 milioni, in crescita di €10.722 milioni rispetto al 2021, grazie alla forte performance operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, dalle continue ottimizzazioni nel business GGP facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas e GNL nonché del business R&M a seguito della disponibilità degli impianti e dall'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.

La performance operativa ha conseguito il risultato record con il seguente contributo per settore:

- E&P ha conseguito un incremento di utile operativo adjusted di oltre il 70% a €16,4 miliardi grazie all'elevato grado di leva operativa rispetto allo scenario delle materie prime;
- GGP ha realizzato una performance operativa di €2,1 miliardi, provvedendo alla sostituzione di gas russo con gas equity o da paesi ove operiamo ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL in un contesto di offerta insufficiente, garantendo stabilità e sicurezza degli approvvigionamenti per i clienti e la gestione dei rischi finanziari;
- R&M ha ottenuto il migliore risultato di sempre con l'utile operativo adjusted di €2,2 miliardi, rispetto a un risultato in pareg-

gio nel 2021, grazie alla disponibilità degli impianti e all'ottimizzazione dei prodotti cogliendo le opportunità della ripresa dello scenario di raffinazione, mentre le misure di efficienza hanno attenuato l'impatto dell'incremento dei costi energetici;

- Plenitude ha raggiunto gli obiettivi operativi e finanziari del 2022 con un risultato di €0,34 miliardi e una capacità rinnovabile di 2,2 GW, nonostante lo sfidante scenario di mercato;
- Versalis ha operato in un contesto fortemente competitivo e con una domanda di mercato debole, con l'ulteriore aggravio dei costi energetici indicizzati al prezzo del gas, chiudendo l'esercizio con una perdita di €0,25 miliardi.

Maggiori dettagli sull'andamento dell'utile operativo adjusted per settore sono riportati nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Nell'esercizio 2022 il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €13.301 milioni, con un aumento di €8.971 milioni rispetto all'anno 2021, grazie agli eccellenti risultati della gestione industriale e al notevole contributo delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio.

## DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da proventi netti di €185 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- oneri netti di €2.056 milioni nell'esercizio 2022 riferiti principalmente all'accantonamento di oneri ambientali relativi ad alcuni siti industriali dismessi in Italia sulla base dell'esperienza del management e del know-how accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo che hanno consentito di determinare una stima attendibile dei costi futuri previsti per la bonifica delle acque di falda. Tale importo include l'accantonamento di un fondo di circa €300 milioni per il decommissioning di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione;
- svalutazioni di asset industriali dell'upstream a seguito della revisione dei profili produttivi e dei costi (€432 milioni nell'anno);
- svalutazioni di impianti chimici dovute alle minori prospettive reddituali e al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nel business R&M (complessivamente pari a €717 milioni);
- oneri per incentivazione all'esodo (€202 milioni);
- la differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €70 milioni);
- la componente valutativa dei derivati su commodity stipulati a scopo di copertura ma privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è applicabile la own use exemption (provento netto di €389 milioni) influenzata dall'elevata volatilità delle quotazioni del gas naturale;
- la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo positivo di €149 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione;
- accantonamenti a fondo rischi (€87 milioni);
- la plusvalenza di €2,5 miliardi (incluse le differenze cambio) derivante dal conferimento delle controllate Eni operanti in Angola in cambio di una partecipazione del 50% nella neocostituita joint venture Azule Energy con bp, rilevata nella misura attribuibile alla controparte della joint venture sulla base delle disposizioni dello IAS 28;
- la plusvalenza di €0,4 miliardi derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa norvegese;
- la quota di oneri straordinari della valutata all'equity Vår Energi relativi alle svalutazioni di proprietà Oil & Gas e alle differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (€0,3 miliardi);
- le imposte straordinarie di €2,2 miliardi relative alle windfall taxes sui profitti energetici adottate in Italia/Germania.

Tali imposte comprendono lo stanziamento del contributo solidaristico italiano istituito dalla Legge di Bilancio per il 2023 sulla base del reddito imponibile del 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione;

xiii) rilevazione di imposte differite attive di €2,2 miliardi;  
 xiv) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (oneri di €22 milioni).

|  | (€ milioni) | 2022           | 2021           | 2020         |
|--|-------------|----------------|----------------|--------------|
| <b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>                                 |             | <b>3.440</b>   | <b>(1.186)</b> | <b>3.855</b> |
| - oneri ambientali   |             | 2.056          | 271            | (25)         |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette   |             | 1.140          | 167            | 3.183        |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti                              |             | 2              | 247            |              |
| - plusvalenze nette su cessione di asset   |             | (41)           | (100)          | (9)          |
| - accantonamenti a fondo rischi  |             | 87             | 142            | 149          |
| - oneri per incentivazione all'esodo   |             | 202            | 193            | 123          |
| - derivati su commodity  |             | (389)          | (2.139)        | 440          |
| - differenze e derivati su cambi   |             | 149            | 183            | (160)        |
| - altro  |             | 234            | (150)          | 154          |
| <b>Oneri (proventi) finanziari</b>   |             | <b>(127)</b>   | <b>(115)</b>   | <b>152</b>   |
| di cui:  |             |                |                |              |
| - riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo |             | (149)          | (183)          | 160          |
| <b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>  |             | <b>(2.834)</b> | <b>851</b>     | <b>1.655</b> |
| di cui:  |             |                |                |              |
| - svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni                                     |             |                | 851            | 1.207        |
| - plusvalenza cessione Vår Energi  |             | (448)          |                |              |
| - plusvalenza netta cessione asset Angolani  |             | (2.542)        |                |              |
| <b>Imposte sul reddito</b>   |             | <b>(683)</b>   | <b>19</b>      | <b>1.278</b> |
| <b>Totale special item dell'utile (perdita) netto</b>                              |             | <b>(204)</b>   | <b>(431)</b>   | <b>6.940</b> |
| di competenza:   |             |                |                |              |
| - interessenze di terzi  |             | (19)           |                |              |
| <b>- azionisti Eni</b>   |             | <b>(185)</b>   | <b>(431)</b>   | <b>6.940</b> |

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

|   | (€ milioni) | 2022          | 2021         | 2020         | Var. ass.    | Var. %       |
|---|-------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Exploration & Production  |             | 10.776        | 5.543        | 124          | 5.233        | 94,4         |
| Global Gas & LNG Portfolio  |             | 982           | 169          | 211          | 813          | ..           |
| Refining & Marketing e Chimica  |             | 1.914         | 62           | (246)        | 1.852        | ..           |
| Plenitude & Power   |             | 397           | 327          | 329          | 70           | 21,4         |
| Corporate e altre attività  |             | (709)         | (1.576)      | (1.205)      | 867          | 55,0         |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup> |             | (4)           | (176)        | 36           | 172          |              |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>   |             | <b>13.356</b> | <b>4.349</b> | <b>(751)</b> | <b>9.007</b> | <b>207,1</b> |
| di competenza:  |             |               |              |              |              |              |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             | <b>13.301</b> | <b>4.330</b> | <b>(758)</b> | <b>8.971</b> | <b>..</b>    |
| - interessenze di terzi   |             | 55            | 19           | 7            | 36           | ..           |

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

## Analisi delle voci del conto economico

### RICAVI

|   | (€ milioni) | 2022           | 2021          | 2020          | Var. ass.     | Var. %.      |
|---|-------------|----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Exploration & Production                    |             | 31.200         | 21.742        | 13.590        | 9.458         | 43,5         |
| Global Gas & LNG Portfolio                  |             | 48.586         | 20.843        | 7.051         | 27.743        | ..           |
| Refining & Marketing e Chimica              |             | 59.178         | 40.374        | 25.340        | 18.804        | 46,6         |
| - Refining & Marketing                      |             | 54.675         | 36.501        | 22.965        | 18.174        | 49,8         |
| - Chimica                                   |             | 6.215          | 5.590         | 3.387         | 625           | 11,2         |
| - Elisioni                                  |             | (1.712)        | (1.717)       | (1.012)       |               |              |
| Plenitude & Power                           |             | 20.883         | 11.187        | 7.536         | 9.696         | 86,7         |
| - Plenitude                                 |             | 13.497         | 7.452         | 6.020         | 6.045         | 81,1         |
| - Power                                     |             | 9.533          | 3.996         | 1.894         | 5.537         | 138,6        |
| - Elisioni                                  |             | (2.147)        | (261)         | (378)         |               |              |
| Corporate e altre attività                  |             | 1.879          | 1.698         | 1.559         | 181           | 10,7         |
| Elisioni di consolidamento                  |             | (29.214)       | (19.269)      | (11.089)      |               |              |
| <b>Ricavi della gestione caratteristica</b> |             | <b>132.512</b> | <b>76.575</b> | <b>43.987</b> | <b>55.937</b> | <b>73,0</b>  |
| <b>Altri ricavi e proventi</b>              |             | <b>1.175</b>   | <b>1.196</b>  | <b>960</b>    | <b>(21)</b>   | <b>(1,8)</b> |
| <b>Totale ricavi</b>                        |             | <b>133.687</b> | <b>77.771</b> | <b>44.947</b> | <b>55.916</b> | <b>71,9</b>  |

I ricavi complessivi ammontano a €133.687 milioni, evidenziando un aumento del 71,9% rispetto al 2021, beneficiando dell'andamento favorevole dello scenario di riferimento e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+10%).

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2022 (€132.512 milioni) sono aumentati di €55.937 milioni rispetto al 2021 (+73,0%). Tale trend riflette gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le commodities (il Brent cresciuto da 71 \$/barile nel 2021 a 101 \$/barile nel 2022; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa più che triplicati) nonché dalla ripresa dei volumi

commercializzati favoriti dalla ripresa della domanda globale di commodity in settori finali chiave. Il retail gas e power ha beneficiato della positiva performance del business extracommodity e delle azioni commerciali Italia.

Gli **altri ricavi e proventi** di €1.175 milioni sostanzialmente in linea rispetto al 2021 e includono il recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni (€204 milioni), nonché proventi per canoni, brevetti, licenze e royalties.

### COSTI OPERATIVI

|   | (€ milioni) | 2022           | 2021          | 2020          | Var. ass.     | Var. %.     |
|---|-------------|----------------|---------------|---------------|---------------|-------------|
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi                              |             | 102.529        | 55.549        | 33.551        | 46.980        | 84,6        |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti |             | (47)           | 279           | 226           | (326)         | (116,8)     |
| Costo lavoro  |             | 3.015          | 2.888         | 2.863         | 127           | 4,4         |
| di cui: incentivi per esodi agevolati e altro                                 |             | 202            | 193           | 123           |               |             |
|   |             | <b>105.497</b> | <b>58.716</b> | <b>36.640</b> | <b>46.781</b> | <b>79,7</b> |

I costi operativi sostenuti nel 2022 (€105.497 milioni) sono aumentati di €46.781 milioni rispetto al 2021, pari al 79,7%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€102.529 milioni) sono aumentati dell'84,6% principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas

da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€3.015 milioni) è in lieve incremento rispetto al 2021 (+€127 milioni, pari al 4,4%) principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e delle dinamiche retributive.

## AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         | 2020          | Var. ass.    | Var. %.     |
|---|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|
| Exploration & Production  | 6.018        | 5.976        | 6.273         | 42           | 0,7         |
| Global Gas & LNG Portfolio  | 217          | 174          | 125           | 43           | 24,7        |
| Refining & Marketing e Chimica  | 506          | 512          | 575           | (6)          | (1,2)       |
| - Refining & Marketing  | 389          | 417          | 488           | (28)         | (6,7)       |
| - Chimica   | 117          | 95           | 87            | 22           | 23,2        |
| Plenitude & Power   | 358          | 286          | 217           | 72           | 25,2        |
| - Plenitude   | 307          | 241          | 172           | 66           | 27,4        |
| - Power   | 51           | 45           | 45            | 6            | 13,3        |
| Corporate e altre attività  | 139          | 148          | 146           | (9)          | (6,1)       |
| Effetto eliminazione utili interni  | (33)         | (33)         | (32)          |              |             |
| <b>Totale Ammortamenti</b>  | <b>7.205</b> | <b>7.063</b> | <b>7.304</b>  | <b>142</b>   | <b>2,0</b>  |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing | 1.140        | 167          | 3.183         | 973          | ..          |
| <b>Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette</b>   | <b>8.345</b> | <b>7.230</b> | <b>10.487</b> | <b>1.115</b> | <b>15,4</b> |
| Radiazioni  | 599          | 387          | 329           | 212          | 54,8        |
|   | <b>8.944</b> | <b>7.617</b> | <b>10.816</b> | <b>1.327</b> | <b>17,4</b> |

Gli **ammortamenti** (€7.205 milioni) sono aumentati di €142 milioni rispetto al 2021 (+2%) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e ramp-up di nuovi progetti parzialmente compensati dall'apprezzamento del dollaro, nel settore GGP a seguito del ramp-up dell'impianto di liquefazione di Damietta,

nonché in Plenitude & Power a seguito dell'avvio di alcuni impianti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€1.140 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

| (€ milioni)  | 2022         | 2021       | 2020         | Var. ass.  |
|--|--------------|------------|--------------|------------|
| Exploration & Production   | 432          | (1.244)    | 1.888        | 1.676      |
| Global Gas & LNG Portfolio   | (12)         | 26         | 2            | (38)       |
| Refining & Marketing e Chimica   | 717          | 1.342      | 1.271        | (625)      |
| Plenitude & Power  | (37)         | 20         | 1            | (57)       |
| Corporate e altre attività   | 40           | 23         | 21           | 17         |
| <b>Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing</b> | <b>1.140</b> | <b>167</b> | <b>3.183</b> | <b>973</b> |

Le **radiazioni** (€599 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P. In particolare, nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in

attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi in particolare a iniziative in Libia, Egitto, Costa d'Avorio, Vietnam e Kenya, nonché titoli minerari esplorativi in fase di abbandono.

**PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI**

|   | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020           | Var. ass.    |
|---|-------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| <b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>                            |             | <b>(939)</b> | <b>(849)</b> | <b>(913)</b>   | <b>(90)</b>  |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari  |             | (507)        | (475)        | (517)          | (32)         |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading                                       |             | (53)         | 11           | 31             | (64)         |
| - Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico |             | (2)          |              |                | (2)          |
| - Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori   |             | (128)        | (94)         | (102)          | (34)         |
| - Interessi passivi su passività per beni in leasing  |             | (315)        | (304)        | (347)          | (11)         |
| - Interessi attivi verso banche   |             | 57           | 4            | 10             | 53           |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa          |             | 9            | 9            | 12             |              |
| <b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>  |             | <b>13</b>    | <b>(306)</b> | <b>351</b>     | <b>319</b>   |
| - Strumenti finanziari derivati su valute   |             | (70)         | (322)        | 391            | 252          |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse   |             | 81           | 16           | (40)           | 65           |
| - Opzioni   |             | 2            |              |                | 2            |
| <b>Differenze di cambio</b>   |             | <b>238</b>   | <b>476</b>   | <b>(460)</b>   | <b>(238)</b> |
| <b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>  |             | <b>(275)</b> | <b>(177)</b> | <b>(96)</b>    | <b>(98)</b>  |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa              |             | 128          | 67           | 97             | 61           |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)                                   |             | (199)        | (144)        | (190)          | (55)         |
| - Altri proventi (oneri) finanziari   |             | (204)        | (100)        | (3)            | (104)        |
|   |             | <b>(963)</b> | <b>(856)</b> | <b>(1.118)</b> | <b>(107)</b> |
| <b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>  |             | <b>38</b>    | <b>68</b>    | <b>73</b>      | <b>(30)</b>  |
|   |             | <b>(925)</b> | <b>(788)</b> | <b>(1.045)</b> | <b>(137)</b> |

Gli **oneri finanziari netti** di €925 milioni registrano un incremento di €137 milioni rispetto al 2021. I principali driver sono stati: (i) la riduzione delle differenze di cambio positive (–€238 milioni) compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€252 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9; (ii) l'incremento degli oneri finanziari sul debito (+€90 milioni) dovuto all'aumento del costo del debito per l'andamento dei

tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€65 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting. Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €98 milioni relativo all'incremento dei tassi di attualizzazione, nonché ai maggiori oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale, relative in particolare alla stima di costi di decommissioning di alcuni impianti.

**PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE**

| 2022   | (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e altre attività | Gruppo       |
|--|-------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|--------------|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto         |             | 1.526                    | 4                          | 446                            | (20)               | (115)                      | <b>1.841</b> |
| Dividendi  |             | 269                      |                            | 82                             |                    |                            | <b>351</b>   |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni |             | 448                      |                            | 3                              | 30                 | 2                          | <b>483</b>   |
| Altri proventi (oneri) netti                                   |             | 2.615                    |                            | 102                            | 77                 | (5)                        | <b>2.789</b> |
|  |             | <b>4.858</b>             | <b>4</b>                   | <b>633</b>                     | <b>87</b>          | <b>(118)</b>               | <b>5.464</b> |

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €5.464 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.841 milioni attribuibili essenzialmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, di ADNOC Refinery e di Azule Energy, nonché la quota Eni del risultato della joint venture Saipem;
- i dividendi di €351 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo,

principalmente la Nigeria LNG (€247 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€77 milioni);

- plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€483 milioni) riferite quasi esclusivamente al collocamento di una quota del capitale Eni in Vår Energi sulla borsa di Oslo;
- altri proventi (oneri) netti di €2.789 milioni riferibili essenzialmente alla valutazione a fair value della business combination Azule Energy.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

|  | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020           | Var. ass.    |
|--|-------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto         |             | 1.841        | (1.091)      | (1.733)        | 2.932        |
| Dividendi  |             | 351          | 230          | 150            | 121          |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni |             | 483          | 1            |                | 482          |
| Altri proventi (oneri) netti                                   |             | 2.789        | (8)          | (75)           | 2.797        |
| <b>Proventi (oneri) su partecipazioni</b>                      |             | <b>5.464</b> | <b>(868)</b> | <b>(1.658)</b> | <b>6.332</b> |

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono in aumento di €3.243 milioni a €8.088 milioni e includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina") per €1.036 milioni, il prelievo addizionale sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito e in Germania nonché lo stanziamento del

contributo solidaristico italiano istituito dalla Legge n.197 del 29 dicembre 2022 (Legge Finanziaria 2023) sulla base del reddito imponibile del 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione. Il tax rate reported si attesta al 36,7%. Su base adjusted, calcolato non considerando le componenti straordinarie (vedi sezione "Dettaglio degli special item"), il tax rate si ridetermina in circa il 39%.

## RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ<sup>1</sup>

### EXPLORATION & PRODUCTION

|   | (€ milioni)                 | 2022          | 2021          | 2020         | Var. ass.    | Var. %.     |
|---|-----------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|-------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                      |                             | <b>15.908</b> | <b>10.066</b> | <b>(610)</b> | <b>5.842</b> | ..          |
| Esclusione special item:                              |                             | 503           | (773)         | 2.157        |              |             |
| - oneri ambientali                                    |                             | 30            | 60            | 19           |              |             |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette              |                             | 432           | (1.244)       | 1.888        |              |             |
| - radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti |                             | 2             | 247           |              |              |             |
| - plusvalenze nette su cessione di asset              |                             | (27)          | (77)          | 1            |              |             |
| - oneri per incentivazione all'esodo                  |                             | 34            | 60            | 34           |              |             |
| - accantonamenti a fondo rischi                       |                             | 34            | 113           | 114          |              |             |
| - differenze e derivati su cambi                      |                             | (57)          | (3)           | 13           |              |             |
| - altro   |                             | 55            | 71            | 88           |              |             |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>             |                             | <b>16.411</b> | <b>9.293</b>  | <b>1.547</b> | <b>7.118</b> | <b>76,6</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>      |                             | (319)         | (313)         | (316)        | (6)          |             |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>     |                             | 2.086         | 681           | 262          | 1.405        |             |
| di cui: Vår Energi                                    |                             | 951           | 425           | 193          |              |             |
| Azule   |                             | 455           |               |              |              |             |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                    |                             | (7.402)       | (4.118)       | (1.369)      | (3.284)      |             |
| Tax rate  | (%)                         | 40,7          | 42,6          | ..           |              |             |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>                 |                             | <b>10.776</b> | <b>5.543</b>  | <b>124</b>   | <b>5.233</b> | ..          |
| I risultati includono:                                |                             |               |               |              |              |             |
| costi di ricerca esplorativa:                         |                             | 605           | 558           | 510          | 47           | 8,4         |
| - costi di prospezioni, studi geologici e geofisici   |                             | 220           | 194           | 196          | 26           | 13,4        |
| - radiazione di pozzi di insuccesso <sup>(b)</sup>    |                             | 385           | 364           | 314          | 21           | 5,8         |
| <b>Prezzi medi di realizzo</b>                        |                             |               |               |              |              |             |
| Petrolio <sup>(c)</sup>                               | (\$/barile)                 | 92,49         | 66,62         | 37,06        | 25,87        | 38,8        |
| Gas naturale  | (\$/migliaia di metri cubi) | 366,58        | 234,77        | 132,95       | 131,81       | 56,1        |
| Idrocarburi   | (\$/boe)                    | 73,98         | 51,49         | 28,92        | 22,49        | 43,7        |

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Nel 2022 il settore **Exploration & Production** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €16.411 milioni, +77% rispetto al 2021, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 39% e del 56% rispettivamente per i liquidi e il gas naturale rispetto al 2021. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €503 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €10.776 milioni nell'esercizio quasi raddoppiando l'utile di €5.543 milioni del 2021, grazie alla migliore performance operativa e delle partecipazioni

valutate all'equity. La riduzione del tax rate nell'anno 2022, -2 punti percentuali rispetto all'anno 2021, beneficia dello scenario positivo e della migliore performance del risultato delle partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 56% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 44,72 \$/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 2.403 milioni di metri cubi nel periodo gennaio-dicembre 2022, posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021-dicembre 2022.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

|  |                             | <b>2022</b>   |
|--|-----------------------------|---------------|
| <b>Gas naturale</b>  |                             |               |
| Volumi venduti   | (milioni di metri cubi)     | 39.046        |
| Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"                 |                             | 2.403         |
| <b>Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati</b> | (\$/migliaia di metri cubi) | <b>411,30</b> |
| Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati                        |                             | (44,72)       |
| <b>Prezzo medio di realizzo</b>  |                             | <b>366,58</b> |

## GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

|   | (€ milioni) | <b>2022</b>  | 2021       | 2020         | Var. ass.    | Var. %. |
|---|-------------|--------------|------------|--------------|--------------|---------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                  |             | <b>3.730</b> | <b>899</b> | <b>(332)</b> | <b>2.831</b> | ..      |
| Esclusione special item:                          |             | (1.667)      | (319)      | 658          |              |         |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette          |             | (12)         | 26         | 2            |              |         |
| - oneri per incentivazione all'esodo              |             | 4            | 5          | 2            |              |         |
| - derivati su commodity                           |             | (1.805)      | (207)      | 858          |              |         |
| - differenze e derivati su cambi                  |             | 244          | 206        | (183)        |              |         |
| - altro   |             | (98)         | (349)      | (21)         |              |         |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>         |             | <b>2.063</b> | <b>580</b> | <b>326</b>   | <b>1.483</b> | ..      |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  |             | (17)         | (17)       |              |              |         |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> |             | 4            |            | (15)         | 4            |         |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                |             | (1.068)      | (394)      | (100)        | (674)        |         |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>             |             | <b>982</b>   | <b>169</b> | <b>211</b>   | <b>813</b>   | ..      |

(a) Escludono gli special item.

Nel 2022 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.063 milioni, in robusta crescita rispetto al 2021 (+€1.483 milioni, quasi quadruplicato rispetto al 2021). La positiva performance è stata conseguita nonostante la prevista inversione dei trend di mercato ed i minori approvvigionamenti russi, nonché le maggiori spese di revisione dei contratti. Il settore ha provveduto alla sostituzione di gas russo con gas equity o da Paesi ove

operiamo ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL in un contesto di offerta insufficiente, garantendo stabilità e sicurezza degli approvvigionamenti per i clienti e la gestione dei rischi finanziari.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €982 milioni rispetto all'utile di €169 milioni del 2021.

## REFINING &amp; MARKETING E CHIMICA

|   | (€ milioni) | 2022         | 2021       | 2020           | Var. ass.    | Var. %.   |
|---|-------------|--------------|------------|----------------|--------------|-----------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                  |             | <b>460</b>   | <b>45</b>  | <b>(2.463)</b> | <b>415</b>   | <b>..</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino           |             | (416)        | (1.455)    | 1.290          |              |           |
| Esclusione special item:                          |             | 1.885        | 1.562      | 1.179          |              |           |
| - oneri ambientali                                |             | 962          | 150        | 85             |              |           |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette          |             | 717          | 1.342      | 1.271          |              |           |
| - plusvalenze nette su cessione di asset          |             | (10)         | (22)       | (8)            |              |           |
| - accantonamenti a fondo rischi                   |             | 52           | (4)        | 5              |              |           |
| - oneri per incentivazione all'esodo              |             | 46           | 42         | 27             |              |           |
| - derivati su commodity                           |             | 4            | 50         | (185)          |              |           |
| - differenze e derivati su cambi                  |             | (33)         | (14)       | 10             |              |           |
| - altro   |             | 147          | 18         | (26)           |              |           |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>         |             | <b>1.929</b> | <b>152</b> | <b>6</b>       | <b>1.777</b> | <b>..</b> |
| - Refining & Marketing                            |             | 2.183        | (46)       | 235            | 2.229        | ..        |
| - Chimica   |             | (254)        | 198        | (229)          | (452)        | ..        |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  |             | (36)         | (32)       | (7)            | (4)          |           |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> |             | 637          | (4)        | (161)          | 641          |           |
| di cui: ADNOC Refining                            |             | 568          | (76)       | (167)          |              |           |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                |             | (616)        | (54)       | (84)           | (562)        |           |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>             |             | <b>1.914</b> | <b>62</b>  | <b>(246)</b>   | <b>1.852</b> | <b>..</b> |

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.183 milioni nell'esercizio 2022 che si confronta con una perdita di €46 milioni nell'anno 2021, beneficiando dei margini di raffinazione significativamente più elevati. La performance è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche.

Nel 2022 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €254 milioni, in riduzione rispetto all'utile di €198 milioni conseguito nell'esercizio 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nel 2021 a seguito della pandemia. La performance è stata impattata dal complessivo indebolimento della domanda, dal forte aumento dei

costi, in particolare, delle utilities industriali indicizzate al prezzo del gas naturale. Questi fenomeni sono stati in parte compensati dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici e dalla riduzione della produzione per compensare il calo della domanda.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €1.929 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.885 milioni e con l'esclusione dell'utile da valutazione delle scorte di €416 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **R&M e Chimica** si attesta a €1.914 milioni rispetto all'utile di €62 milioni del 2021, beneficiando del significativo incremento conseguito dal business **Refining & Marketing**.

## PLENITUDE &amp; POWER

| (€ milioni)                                       | 2022         | 2021         | 2020       | Var. ass.      | Var. %.     |
|---|--------------|--------------|------------|----------------|-------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                  | <b>(825)</b> | <b>2.355</b> | <b>660</b> | <b>(3.180)</b> | <b>..</b>   |
| Esclusione special item:                          | 1.440        | (1.879)      | (195)      |                |             |
| - oneri ambientali                                | 2            |              | 1          |                |             |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette          | (37)         | 20           | 1          |                |             |
| - plusvalenze nette su cessione di asset          | 1            | (2)          |            |                |             |
| - accantonamenti a fondo rischi                   |              |              | 10         |                |             |
| - oneri per incentivazione all'esodo              | 65           | (5)          | 20         |                |             |
| - derivati su commodity                           | 1.412        | (1.982)      | (233)      |                |             |
| - differenze e derivati su cambi                  | (5)          | (6)          |            |                |             |
| - altro   | 2            | 96           | 6          |                |             |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>         | <b>615</b>   | <b>476</b>   | <b>465</b> | <b>139</b>     | <b>29,2</b> |
| - Plenitude                                       | 345          | 363          | 304        | (18)           | (5,0)       |
| - Power   | 270          | 113          | 161        | 157            | ..          |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | (11)         | (2)          | (1)        | (9)            |             |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | (6)          | (3)          | 6          | (3)            |             |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | (201)        | (144)        | (141)      | (57)           |             |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>             | <b>397</b>   | <b>327</b>   | <b>329</b> | <b>70</b>      | <b>21,4</b> |

(a) Escludono gli special item.

Nel 2022, **Plenitude** ha registrato un utile operativo adjusted pari a €345 milioni, in riduzione del 5% rispetto al 2021, per effetto dello sfidante scenario di mercato. Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas ha conseguito l'utile operativo adjusted di €270 milioni, più che raddoppiando rispetto all'anno 2021 per effetto dello scenario prezzi favorevole.

L'**utile operativo adjusted** del settore **Plenitude & Power** pari a €615 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €1.440 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **Plenitude & Power** di €397 milioni in aumento del 21,4% rispetto al 2021 (utile netto adjusted di €327 milioni).

## CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

| (€ milioni)                                       | 2022           | 2021           | 2020           | Var. ass.      | Var. %.      |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                  | <b>(1.901)</b> | <b>(816)</b>   | <b>(563)</b>   | <b>(1.085)</b> | <b>..</b>    |
| Esclusione special item:                          | 1.279          | 223            | 56             |                |              |
| - oneri ambientali                                | 1.062          | 61             | (130)          |                |              |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette          | 40             | 23             | 21             |                |              |
| - plusvalenze nette su cessione di asset          | (5)            | 1              | (2)            |                |              |
| - accantonamenti a fondo rischi                   | 1              | 33             | 20             |                |              |
| - oneri per incentivazione all'esodo              | 53             | 91             | 40             |                |              |
| - altro   | 128            | 14             | 107            |                |              |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>         | <b>(622)</b>   | <b>(593)</b>   | <b>(507)</b>   | <b>(29)</b>    | <b>(4,9)</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>  | (669)          | (539)          | (569)          | (130)          |              |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> | (91)           | (691)          | (95)           | 600            |              |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                | 673            | 247            | (34)           | 426            |              |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>             | <b>(709)</b>   | <b>(1.576)</b> | <b>(1.205)</b> | <b>867</b>     | <b>55,0</b>  |

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi

operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>(a)</sup>

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di

individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/ equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

|  | (€ milioni) | 31 dicembre 2022 | 31 dicembre 2021 | Var. ass.      |
|--|-------------|------------------|------------------|----------------|
| <b>Capitale immobilizzato</b>  |             |                  |                  |                |
| Immobili, impianti e macchinari  |             | 56.332           | 56.299           | 33             |
| Diritto di utilizzo beni in leasing  |             | 4.446            | 4.821            | (375)          |
| Attività immateriali   |             | 5.525            | 4.799            | 726            |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo                                   |             | 1.786            | 1.053            | 733            |
| Partecipazioni   |             | 13.294           | 7.181            | 6.113          |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa               |             | 1.978            | 1.902            | 76             |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento                           |             | (2.320)          | (1.804)          | (516)          |
|  |             | <b>81.041</b>    | <b>74.251</b>    | <b>6.790</b>   |
| <b>Capitale di esercizio netto</b>   |             |                  |                  |                |
| Rimanenze  |             | 7.709            | 6.072            | 1.637          |
| Crediti commerciali  |             | 16.556           | 15.524           | 1.032          |
| Debiti commerciali   |             | (19.527)         | (16.795)         | (2.732)        |
| Attività (passività) tributarie nette  |             | (2.991)          | (3.678)          | 687            |
| Fondi per rischi e oneri   |             | (15.267)         | (13.593)         | (1.674)        |
| Altre attività (passività) d'esercizio                                       |             | 316              | (2.258)          | 2.574          |
|  |             | <b>(13.204)</b>  | <b>(14.728)</b>  | <b>1.524</b>   |
| <b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>                                      |             | <b>(786)</b>     | <b>(819)</b>     | <b>33</b>      |
| <b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>  |             | <b>156</b>       | <b>139</b>       | <b>17</b>      |
| <b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>  |             | <b>67.207</b>    | <b>58.843</b>    | <b>8.364</b>   |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni   |             | 54.759           | 44.437           | 10.322         |
| Interessenze di terzi  |             | 471              | 82               | 389            |
| <b>Patrimonio netto</b>  |             | <b>55.230</b>    | <b>44.519</b>    | <b>10.711</b>  |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>7.026</b>     | <b>8.987</b>     | <b>(1.961)</b> |
| Passività per leasing  |             | 4.951            | 5.337            | (386)          |
| - di cui working interest Eni  |             | 4.457            | 3.653            | 804            |
| - di cui working interest follower   |             | 494              | 1.684            | (1.190)        |
| <b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>11.977</b>    | <b>14.324</b>    | <b>(2.347)</b> |
| <b>COPERTURE</b>   |             | <b>67.207</b>    | <b>58.843</b>    | <b>8.364</b>   |

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2022, il **capitale immobilizzato** (€81.041 milioni) è aumentato di €6.790 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 per l'effetto positivo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2022, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,067 rispetto al cambio di 1,133 al 31 dicembre 2021, -6%), l'effetto delle acquisizioni e l'avvio di un'unità FPSO che opera il permesso di Area 1 in Messico, parzialmente compensati dall'impatto netto della cessione delle controllate angolane in cambio della quota di partecipazione del 50% in Azule Energy e dall'effetto netto degli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo e degli incrementi per investimenti.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13.204 milioni) è aumentato di €1.524 milioni a seguito dell'aumento del valore di libro delle scorte di petrolio e di prodotti per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€1.637 milioni), l'incremento delle altre attività (passività) d'esercizio (+€2.574 milioni) a seguito della variazione del fair value dei derivati parzialmente compensato dall'incremento del fondo rischi (+€1.674 milioni) e dal minor saldo debiti e crediti commerciali (-€1.700 milioni).

## Riconduzione dell'utile complessivo

|  | (€ milioni) | 2022          | 2021         |
|--|-------------|---------------|--------------|
| <b>Utile (perdita) netto dell'esercizio</b>  |             | <b>13.961</b> | <b>5.840</b> |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>   |             | <b>114</b>    | <b>149</b>   |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti  |             | 60            | 119          |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI  |             | 56            | 105          |
| Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto |             | 3             | 2            |
| Effetto fiscale  |             | (5)           | (77)         |
| <b>Componente riclassificabili a conto economico</b>   |             | <b>1.643</b>  | <b>1.902</b> |
| Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro  |             | 1.095         | 2.828        |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge   |             | 794           | (1.264)      |
| Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto |             | (12)          | (34)         |
| Effetto fiscale  |             | (234)         | 372          |
| <b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>  |             | <b>1.757</b>  | <b>2.051</b> |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>   |             | <b>15.718</b> | <b>7.891</b> |
| di competenza:   |             |               |              |
| <b>- azionisti Eni</b>   |             | <b>15.643</b> | <b>7.872</b> |
| - interessenze di terzi  |             | 75            | 19           |

## Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

|   | (€ milioni) |               |
|---|-------------|---------------|
| <b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021</b>  |             | <b>37.493</b> |
| Totale utile (perdita) complessivo  | 7.891       |               |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni                                      | (2.390)     |               |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate                         | (5)         |               |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue                                | 2.000       |               |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue                                      | (61)        |               |
| Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue                             | (15)        |               |
| Acquisto azioni proprie   | (400)       |               |
| Altre variazioni  | 6           |               |
| <b>Totale variazioni</b>  |             | <b>7.026</b>  |
| <b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021</b> |             | <b>44.519</b> |
| di competenza:  |             |               |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             | <b>44.437</b> |
| - interessenze di terzi   |             | 82            |
| <b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022</b>  |             | <b>44.519</b> |
| Totale utile (perdita) complessivo  | 15.718      |               |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni                                      | (3.022)     |               |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate                         | (60)        |               |
| Cessione Enipower   | 542         |               |
| Acquisto azioni proprie   | (2.400)     |               |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue                                      | (138)       |               |
| Imposte su cedole Bond ibrido   | 44          |               |
| Altre variazioni  | 27          |               |
| <b>Totale variazioni</b>  |             | <b>10.711</b> |
| <b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2022</b> |             | <b>55.230</b> |
| di competenza:  |             |               |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             | <b>54.759</b> |
| - interessenze di terzi   |             | 471           |

Il **patrimonio netto** (€55.230 milioni) è aumentato di €10.711 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€13.961 milioni), delle differenze positive di cambio (€1.095 milioni) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispet-

to all'euro al 31 dicembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021, della variazione positiva di €794 milioni della riserva cash flow hedge, in parte compensati dal pagamento dividendi e dall'acquisto di azioni proprie (€5.422 milioni).

## Indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza tale indicatore per valutare il grado di

solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

|  | (€ milioni) | 31 dicembre 2022 | 31 dicembre 2021 | Var. ass.      |
|--|-------------|------------------|------------------|----------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari   |             | 26.917           | 27.794           | (877)          |
| - Debiti finanziari a breve termine  |             | 7.543            | 4.080            | 3.463          |
| - Debiti finanziari a lungo termine  |             | 19.374           | 23.714           | (4.340)        |
| Disponibilità liquide ed equivalenti   |             | (10.155)         | (8.254)          | (1.901)        |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico    |             | (8.251)          | (6.301)          | (1.950)        |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                    |             | (1.485)          | (4.252)          | 2.767          |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>7.026</b>     | <b>8.987</b>     | <b>(1.961)</b> |
| Passività per beni in leasing  |             | 4.951            | 5.337            | (386)          |
| - di cui working interest Eni  |             | 4.457            | 3.653            | 804            |
| - di cui working interest follower   |             | 494              | 1.684            | (1.190)        |
| <b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>11.977</b>    | <b>14.324</b>    | <b>(2.347)</b> |
| <b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>                    |             | <b>55.230</b>    | <b>44.519</b>    | <b>10.711</b>  |
| <b>Leverage ante lease liability ex IFRS 16</b>                              |             | <b>0,13</b>      | <b>0,20</b>      | <b>0,07</b>    |
| <b>Leverage post lease liability ex IFRS 16</b>                              |             | <b>0,22</b>      | <b>0,32</b>      | <b>0,10</b>    |

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 è pari a €11.977 milioni in riduzione di €2.347 milioni rispetto al 2021. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €26.917 milioni, di cui €7.543 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.097 milioni) e €19.374 milioni a lungo termine. La riduzione dei **crediti finanziari non strumentali** all'attività operativa è connessa all'operatività in derivati su commodity. L'ammontare di €1.266 milioni è relativo ai depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

Escludendo l'effetto della lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €7.026 milioni in riduzione di €1.961 milioni rispetto al 2021.

Il **leverage<sup>2</sup>** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,13 al 31 dicembre 2022, di cui circa 1 punto riferibile alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Includendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,22.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa re-

lativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

### RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>(a)</sup>

|  | (€ milioni) | 2022          | 2021           | 2020           | Var. ass.    |
|--|-------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| <b>Utile (perdita) netto</b>   |             | <b>13.961</b> | <b>5.840</b>   | <b>(8.628)</b> | <b>8.121</b> |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>     |             |               |                |                |              |
| - ammortamenti e altre componenti non monetarie  |             | 4.369         | 8.568          | 12.641         | (4.199)      |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività  |             | (524)         | (102)          | (9)            | (422)        |
| - dividendi, interessi e imposte   |             | 8.611         | 5.334          | 3.251          | 3.277        |
| Variazione del capitale di esercizio   |             | (1.279)       | (3.146)        | (18)           | 1.867        |
| Dividendi incassati da partecipate   |             | 1.545         | 857            | 509            | 688          |
| Imposte pagate   |             | (8.488)       | (3.726)        | (2.049)        | (4.762)      |
| Interessi (pagati) incassati   |             | (735)         | (764)          | (875)          | 29           |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>   |             | <b>17.460</b> | <b>12.861</b>  | <b>4.822</b>   | <b>4.599</b> |
| Investimenti tecnici   |             | (8.056)       | (5.234)        | (4.644)        | (2.822)      |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda   |             | (3.311)       | (2.738)        | (392)          | (573)        |
| Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni |             | 1.202         | 404            | 28             | 798          |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento   |             | 2.361         | 289            | (735)          | 2.072        |
| <b>Free cash flow</b>  |             | <b>9.656</b>  | <b>5.582</b>   | <b>(921)</b>   | <b>4.074</b> |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa                |             | 786           | (4.743)        | 1.156          | 5.529        |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti   |             | (2.569)       | (244)          | 3.115          | (2.325)      |
| Rimborso di passività per beni in leasing  |             | (994)         | (939)          | (869)          | (55)         |
| Flusso di cassa del capitale proprio   |             | (4.841)       | (2.780)        | (1.968)        | (2.061)      |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue  |             | (138)         | 1.924          | 2.975          | (2.062)      |
| Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità                                     |             | 16            | 52             | (69)           | (36)         |
| <b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>   |             | <b>1.916</b>  | <b>(1.148)</b> | <b>3.419</b>   | <b>3.064</b> |
| <b>Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted</b>                       |             | <b>20.380</b> | <b>12.711</b>  | <b>6.726</b>   | <b>7.669</b> |

### Variazione dell'indebitamento finanziario netto

|   | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.    |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Free cash flow</b>   |             | <b>9.656</b> | <b>5.582</b> | <b>(921)</b> | <b>4.074</b> |
| Rimborso di passività per beni in leasing   |             | (994)        | (939)        | (869)        | (55)         |
| Debiti e crediti finanziari società acquisite                                     |             | (512)        | (777)        | (67)         | 265          |
| Debiti e crediti finanziari società disinvestite                                  |             | 142          |              |              | 142          |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni               |             | (1.352)      | (429)        | 759          | (923)        |
| Flusso di cassa del capitale proprio  |             | (4.841)      | (2.780)      | (1.968)      | (2.061)      |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue                     |             | (138)        | 1.924        | 2.975        | (2.062)      |
| <b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b> |             | <b>1.961</b> | <b>2.581</b> | <b>(91)</b>  | <b>(620)</b> |
| Rimborsi lease liability  |             | 994          | 939          | 869          | 55           |
| Accensioni del periodo e altre variazioni   |             | (608)        | (1.258)      | (239)        | 650          |
| <b>Variazione passività per beni in leasing</b>                                   |             | <b>386</b>   | <b>(319)</b> | <b>630</b>   | <b>705</b>   |
| <b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b> |             | <b>2.347</b> | <b>2.262</b> | <b>539</b>   | <b>85</b>    |

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2022 è stato di €17.460 milioni con un incremento di €4.599 milioni rispetto al 2021 (+36%), sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal significativo contributo del business R&M. L'assorbimento di cassa del capitale circolante di €1.279 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi, Nigeria LNG, Azule Energy e ADNOC R&T.

Prima della **variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo** e di alcune rettifiche, il flusso di cassa netto da attività operativa si ridetermina in €20.380 milioni nell'anno. Tali rettifiche comprendono: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, accantonamenti straordinari per attività di bonifica ambientale e di decommissioning di asset nella raffinazione, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri o sopravvenienze attive, il fair value dei derivati

su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento del contributo straordinario di solidarietà delle imprese energetiche in Italia per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1.961 milioni è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa di circa €17,5 miliardi, al rimborso dei crediti strumentali da parte di Azule Energy (€1,3 miliardi), parzialmente compensati dall'assorbimento di cassa degli investimenti netti (€8,2 miliardi), dal pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di €3 miliardi, dall'esecuzione del programma di buy-back con un esborso di €2,4 miliardi, dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €2,5 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €1 miliardo e delle cedole relative ai bond ibridi (€0,1 miliardi) e da altre variazioni positive di circa €0,5 miliardi.

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2022, 2021 e 2020 è riportata di seguito:

|  | (€ milioni) | 2022          | 2021          | 2020         | Var. ass.    |
|--|-------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Flusso di cassa netto da attività operativa  |             | 17.460        | 12.861        | 4.822        | 4.599        |
| Variazione del capitale di esercizio   |             | 1.279         | 3.146         | 18           | (1.867)      |
| Esclusione derivati su commodity   |             | (389)         | (2.139)       | 440          | 1.750        |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino  |             | (564)         | (1.491)       | 1.318        | 927          |
| Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri                                     |             | 2.594         | 334           | 128          | 2.260        |
| <b>Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted</b> |             | <b>20.380</b> | <b>12.711</b> | <b>6.726</b> | <b>7.669</b> |

## INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

|   | (€ milioni) | 2022          | 2021         | 2020         | Var. ass.    | Var. %.     |
|---|-------------|---------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Exploration & Production  |             | 6.362         | 3.861        | 3.472        | 2.501        | 64,8        |
| - acquisto di riserve proved e unproved                                     |             | 260           | 17           | 57           | 243          | ..          |
| - ricerca esplorativa   |             | 708           | 391          | 283          | 317          | 81,1        |
| - sviluppo di idrocarburi   |             | 5.238         | 3.364        | 3.077        | 1.874        | 55,7        |
| - progetti CCUS e agri-biofeedstock   |             | 110           | 37           |              | 73           | ..          |
| - altro   |             | 46            | 52           | 55           | (6)          | (11,5)      |
| Global Gas & LNG Portfolio  |             | 23            | 19           | 11           | 4            | 21,1        |
| Refining & Marketing e Chimica  |             | 878           | 728          | 771          | 150          | 20,6        |
| - Refining & Marketing  |             | 623           | 538          | 588          | 85           | 15,8        |
| - Chimica   |             | 255           | 190          | 183          | 65           | 34,2        |
| Plenitude & Power   |             | 631           | 443          | 293          | 188          | 42,4        |
| - Plenitude   |             | 481           | 366          | 241          | 115          | 31,4        |
| - Power   |             | 150           | 77           | 52           | 73           | 94,8        |
| Corporate e altre attività  |             | 166           | 187          | 107          | (21)         | (11,2)      |
| Effetto eliminazione utili interni  |             | (4)           | (4)          | (10)         |              |             |
| <b>Investimenti tecnici<sup>(a)</sup></b>                                   |             | <b>8.056</b>  | <b>5.234</b> | <b>4.644</b> | <b>2.822</b> | <b>53,9</b> |
| <b>Investimenti in partecipazioni/business combination</b>                  |             | <b>3.311</b>  | <b>2.738</b> | <b>392</b>   | <b>573</b>   | <b>..</b>   |
| <b>Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination</b> |             | <b>11.367</b> | <b>7.972</b> | <b>5.036</b> | <b>3.395</b> | <b>42,6</b> |

(a) Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati nelle "Altre variazioni" del Rendiconto Finanziario (€61 milioni).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €11.367 milioni, in aumento del 43% rispetto al 2021, comprendono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, di capacità rinnovabile negli Stati Uniti, del 3% nel progetto North Field East LNG in Qatar, del 100% di PLT Energia attiva nel business delle rinnovabili, dell'impianto di liquefazione Tango FLNG in Congo nonché il contributo per la ricapitalizzazione della JV Saipem al fine di sostenere il nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della Società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi (€0,5 miliardi) e dalla cessione di una quota minoritaria del business di produzione di energia elettrica da gas con la rilevazione di un "non-controlling interest" (€0,5 miliardi).

Gli investimenti tecnici di €8.056 milioni (€5.234 milioni nell'esercizio 2021) evidenziano un aumento del 54% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.238 milioni) in particolare in Egitto, Costa d'Avorio, Congo, Emirati Arabi Uniti, Messico, Iraq, Italia ed Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€491 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€132 milioni) interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€481 milioni) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

## Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientali e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati.

### Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai

proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

### Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

### Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity/tassi di cambio valutati a fair value privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS o per poter beneficiare della "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

### Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi

propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

### Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

### Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

### Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

### Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

### ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

### Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

### Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

### Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle Società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

### Debt/EBITDA

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

### Profit per boe

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

### Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

### Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

**RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED**

| 2022  | (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo        |
|---|-------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------------|---------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                                  |             | <b>15.908</b>            | <b>3.730</b>               | <b>460</b>                     | <b>(825)</b>       | <b>(1.901)</b>             | <b>138</b>                         | <b>17.510</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            | (416)                          |                    |                            | (148)                              | (564)         |
| <b>Esclusione special item:</b>                                   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |               |
| - oneri ambientali  |             | 30                       |                            | 962                            | 2                  | 1.062                      |                                    | 2.056         |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette                          |             | 432                      | (12)                       | 717                            | (37)               | 40                         |                                    | 1.140         |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti             |             | 2                        |                            |                                |                    |                            |                                    | 2             |
| - plusvalenze nette su cessione di asset                          |             | (27)                     |                            | (10)                           | 1                  | (5)                        |                                    | (41)          |
| - accantonamenti a fondo rischi                                   |             | 34                       |                            | 52                             |                    | 1                          |                                    | 87            |
| - oneri per incentivazione all'esodo                              |             | 34                       | 4                          | 46                             | 65                 | 53                         |                                    | 202           |
| - derivati su commodity   |             |                          | (1.805)                    | 4                              | 1.412              |                            |                                    | (389)         |
| - differenze e derivati su cambi                                  |             | (57)                     | 244                        | (33)                           | (5)                |                            |                                    | 149           |
| - altro   |             | 55                       | (98)                       | 147                            | 2                  | 128                        |                                    | 234           |
| <b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>                |             | <b>503</b>               | <b>(1.667)</b>             | <b>1.885</b>                   | <b>1.440</b>       | <b>1.279</b>               |                                    | <b>3.440</b>  |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>                         |             | <b>16.411</b>            | <b>2.063</b>               | <b>1.929</b>                   | <b>615</b>         | <b>(622)</b>               | <b>(10)</b>                        | <b>20.386</b> |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>                  |             | (319)                    | (17)                       | (36)                           | (11)               | (669)                      |                                    | (1.052)       |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>                 |             | 2.086                    | 4                          | 637                            | (6)                | (91)                       |                                    | 2.630         |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                                |             | (7.402)                  | (1.068)                    | (616)                          | (201)              | 673                        | 6                                  | (8.608)       |
| Tax rate (%)  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 39,2          |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>                             |             | <b>10.776</b>            | <b>982</b>                 | <b>1.914</b>                   | <b>397</b>         | <b>(709)</b>               | <b>(4)</b>                         | <b>13.356</b> |
| <i>di competenza:</i>   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |               |
| - interessenze di terzi   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 55            |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>13.301</b> |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>          |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>13.887</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | (401)         |
| Esclusione special item   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | (185)         |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b> |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>13.301</b> |

(a) Escludono gli special item.

## RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

| 2021  | (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo         |
|---|-------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                                  |             | <b>10.066</b>            | <b>899</b>                 | <b>45</b>                      | <b>2.355</b>       | <b>(816)</b>               | <b>(208)</b>                       | <b>12.341</b>  |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            | (1.455)                        |                    |                            | (36)                               | (1.491)        |
| <b>Esclusione special item:</b>                                   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |                |
| - oneri ambientali  |             | 60                       |                            | 150                            |                    | 61                         |                                    | 271            |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette                          |             | (1.244)                  | 26                         | 1.342                          | 20                 | 23                         |                                    | 167            |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti             |             | 247                      |                            |                                |                    |                            |                                    | 247            |
| - plusvalenze nette su cessione di asset                          |             | (77)                     |                            | (22)                           | (2)                | 1                          |                                    | (100)          |
| - accantonamenti a fondo rischi                                   |             | 113                      |                            | (4)                            |                    | 33                         |                                    | 142            |
| - oneri per incentivazione all'esodo                              |             | 60                       | 5                          | 42                             | (5)                | 91                         |                                    | 193            |
| - derivati su commodity   |             |                          | (207)                      | 50                             | (1.982)            |                            |                                    | (2.139)        |
| - differenze e derivati su cambi                                  |             | (3)                      | 206                        | (14)                           | (6)                |                            |                                    | 183            |
| - altro   |             | 71                       | (349)                      | 18                             | 96                 | 14                         |                                    | (150)          |
| <b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>                |             | <b>(773)</b>             | <b>(319)</b>               | <b>1.562</b>                   | <b>(1.879)</b>     | <b>223</b>                 |                                    | <b>(1.186)</b> |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>                         |             | <b>9.293</b>             | <b>580</b>                 | <b>152</b>                     | <b>476</b>         | <b>(593)</b>               | <b>(244)</b>                       | <b>9.664</b>   |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>                  |             | (313)                    | (17)                       | (32)                           | (2)                | (539)                      |                                    | (903)          |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>                 |             | 681                      |                            | (4)                            | (3)                | (691)                      |                                    | (17)           |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                                |             | (4.118)                  | (394)                      | (54)                           | (144)              | 247                        | 68                                 | (4.395)        |
| Tax rate (%)  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 50,3           |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>                             |             | <b>5.543</b>             | <b>169</b>                 | <b>62</b>                      | <b>327</b>         | <b>(1.576)</b>             | <b>(176)</b>                       | <b>4.349</b>   |
| <i>di competenza:</i>   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |                |
| - interessenze di terzi   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 19             |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>4.330</b>   |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>          |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>5.821</b>   |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | (1.060)        |
| Esclusione special item   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | (431)          |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b> |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>4.330</b>   |

(a) Escludono gli special item.

**RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED**

| 2020  | (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plentitude & Power | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo         |
|---|-------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------|
| <b>Utile (perdita) operativo</b>                                  |             | <b>(610)</b>             | <b>(332)</b>               | <b>(2.463)</b>                 | <b>660</b>         | <b>(563)</b>               | <b>33</b>                          | <b>(3.275)</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            | 1.290                          |                    |                            | 28                                 | 1.318          |
| <b>Esclusione special item:</b>                                   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |                |
| - oneri ambientali  |             | 19                       |                            | 85                             | 1                  | (130)                      |                                    | (25)           |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette                          |             | 1.888                    | 2                          | 1.271                          | 1                  | 21                         |                                    | 3.183          |
| - plusvalenze nette su cessione di asset                          |             | 1                        |                            | (8)                            |                    | (2)                        |                                    | (9)            |
| - accantonamenti a fondo rischi                                   |             | 114                      |                            | 5                              | 10                 | 20                         |                                    | 149            |
| - oneri per incentivazione all'esodo                              |             | 34                       | 2                          | 27                             | 20                 | 40                         |                                    | 123            |
| - derivati su commodity   |             |                          | 858                        | (185)                          | (233)              |                            |                                    | 440            |
| - differenze e derivati su cambi                                  |             | 13                       | (183)                      | 10                             |                    |                            |                                    | (160)          |
| - altro   |             | 88                       | (21)                       | (26)                           | 6                  | 107                        |                                    | 154            |
| <b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>                |             | <b>2.157</b>             | <b>658</b>                 | <b>1.179</b>                   | <b>(195)</b>       | <b>56</b>                  |                                    | <b>3.855</b>   |
| <b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>                         |             | <b>1.547</b>             | <b>326</b>                 | <b>6</b>                       | <b>465</b>         | <b>(507)</b>               | <b>61</b>                          | <b>1.898</b>   |
| Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>                  |             | (316)                    |                            | (7)                            | (1)                | (569)                      |                                    | (893)          |
| Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>                 |             | 262                      | (15)                       | (161)                          | 6                  | (95)                       |                                    | (3)            |
| Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>                                |             | (1.369)                  | (100)                      | (84)                           | (141)              | (34)                       | (25)                               | (1.753)        |
| Tax rate (%)  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 175,0          |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted</b>                             |             | <b>124</b>               | <b>211</b>                 | <b>(246)</b>                   | <b>329</b>         | <b>(1.205)</b>             | <b>36</b>                          | <b>(751)</b>   |
| <i>di competenza:</i>   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    |                |
| - interessenze di terzi   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 7              |
| <b>- azionisti Eni</b>  |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>(758)</b>   |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>          |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>(8.635)</b> |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino                           |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 937            |
| Esclusione special item   |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | 6.940          |
| <b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b> |             |                          |                            |                                |                    |                            |                                    | <b>(758)</b>   |

(a) Escludono gli special item.

## RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

| Voci dello stato patrimoniale riclassificato<br>(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)<br>(€ milioni) | Riferimento alle note al Bilancio consolidato | 31 dicembre 2022        |                                 | 31 dicembre 2021        |                                 |
|---|---|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
|   |   | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato |
| <b>Capitale immobilizzato</b>   |   |                         |                                 |                         |                                 |
| Immobili, impianti e macchinari   |   |                         | 56.332                          |                         | 56.299                          |
| Diritto di utilizzo beni in leasing   |   |                         | 4.446                           |                         | 4.821                           |
| Attività immateriali  |   |                         | 5.525                           |                         | 4.799                           |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo  |   |                         | 1.786                           |                         | 1.053                           |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni   |   |                         | 13.294                          |                         | 7.181                           |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa  | (vedi nota 17)                                |                         | 1.978                           |                         | 1.902                           |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:  |   |                         | (2.320)                         |                         | (1.804)                         |
| - passività per attività di investimento correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | (4)                             |                         | (16)                            |
| - passività per attività di investimento non correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | (79)                            |                         | (87)                            |
| - crediti per attività di disinvestimento   | (vedi nota 8)                                 |                         | 301                             |                         | 8                               |
| - crediti per attività di disinvestimento non correnti  | (vedi nota 11)                                |                         | 23                              |                         | 23                              |
| - debiti verso fornitori per attività di investimento   | (vedi nota 18)                                |                         | (2.561)                         |                         | (1.732)                         |
| <b>Totale Capitale immobilizzato</b>  |   |                         | <b>81.041</b>                   |                         | <b>74.251</b>                   |
| <b>Capitale di esercizio netto</b>  |   |                         |                                 |                         |                                 |
| Rimanenze   |   |                         | 7.709                           |                         | 6.072                           |
| Crediti commerciali   | (vedi nota 8)                                 |                         | 16.556                          |                         | 15.524                          |
| Debiti commerciali  | (vedi nota 18)                                |                         | (19.527)                        |                         | (16.795)                        |
| Attività (passività) tributarie nette, composti da:   |   |                         | (2.991)                         |                         | (3.678)                         |
| - passività per imposte sul reddito correnti  |   |                         | (2.108)                         |                         | (648)                           |
| - passività per imposte sul reddito non correnti  |   |                         | (253)                           |                         | (374)                           |
| - passività per altre imposte correnti  | (vedi nota 11)                                |                         | (1.463)                         |                         | (1.435)                         |
| - passività per imposte differite   |   |                         | (5.094)                         |                         | (4.835)                         |
| - passività per altre imposte non correnti  | (vedi nota 11)                                |                         | (34)                            |                         | (27)                            |
| - attività per imposte sul reddito correnti   |   |                         | 317                             |                         | 195                             |
| - attività per imposte sul reddito non correnti   |   |                         | 114                             |                         | 108                             |
| - attività per altre imposte correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | 807                             |                         | 442                             |
| - attività per imposte anticipate   |   |                         | 4.569                           |                         | 2.713                           |
| - attività per altre imposte non correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | 157                             |                         | 182                             |
| - crediti per consolidato fiscale   | (vedi nota 8)                                 |                         | 3                               |                         | 3                               |
| - debiti per consolidato fiscale  | (vedi nota 18)                                |                         | (6)                             |                         | (2)                             |
| Fondi per rischi e oneri  |   |                         | (15.267)                        |                         | (13.593)                        |
| Altre attività (passività), composti da:  |   |                         | 316                             |                         | (2.258)                         |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine   | (vedi nota 17)                                |                         | 8                               |                         | 39                              |
| - crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri   | (vedi nota 8)                                 |                         | 3.980                           |                         | 3.315                           |
| - altre attività correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | 12.014                          |                         | 13.192                          |
| - altri crediti e altre attività non correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | 2.056                           |                         | 824                             |
| - acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri  | (vedi nota 18)                                |                         | (3.615)                         |                         | (3.191)                         |
| - altre passività correnti  | (vedi nota 11)                                |                         | (11.006)                        |                         | (14.305)                        |
| - altri debiti e altre passività non correnti   | (vedi nota 11)                                |                         | (3.121)                         |                         | (2.132)                         |
| <b>Totale Capitale di esercizio netto</b>   |   |                         | <b>(13.204)</b>                 |                         | <b>(14.728)</b>                 |
| <b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>   |   |                         | <b>(786)</b>                    |                         | <b>(819)</b>                    |
| <b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>   |   |                         | <b>156</b>                      |                         | <b>139</b>                      |
| composte da:  |   |                         |                                 |                         |                                 |
| - attività destinate alla vendita   |   |                         | 264                             |                         | 263                             |
| - passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita   |   |                         | (108)                           |                         | (124)                           |
| <b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>   |   |                         | <b>67.207</b>                   |                         | <b>58.843</b>                   |
| <b>Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi</b>  |   |                         | <b>55.230</b>                   |                         | <b>44.519</b>                   |
| <b>Indebitamento finanziario netto</b>  |   |                         |                                 |                         |                                 |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:  |   |                         | 26.917                          |                         | 27.794                          |
| passività finanziarie a lungo termine   |   |                         | 19.374                          |                         | 23.714                          |
| quote a breve di passività finanziarie a lungo termine  |   |                         | 3.097                           |                         | 1.781                           |
| passività finanziarie a breve termine   |   |                         | 4.446                           |                         | 2.299                           |
| a dedurre:  |   |                         |                                 |                         |                                 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti  |   |                         | (10.155)                        |                         | (8.254)                         |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico   |   |                         | (8.251)                         |                         | (6.301)                         |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa   | (vedi nota 17)                                |                         | (1.485)                         |                         | (4.252)                         |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b>  |   |                         | <b>7.026</b>                    |                         | <b>8.987</b>                    |
| Passività per beni in leasing, composti da:   |   |                         | 4.951                           |                         | 5.337                           |
| - passività per beni in leasing a lungo termine   |   |                         | 4.067                           |                         | 4.389                           |
| - quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine  |   |                         | 884                             |                         | 948                             |
| <b>Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16<sup>(a)</sup></b>   |   |                         | <b>11.977</b>                   |                         | <b>14.324</b>                   |
| <b>COPERTURE</b>  |   |                         | <b>67.207</b>                   |                         | <b>58.843</b>                   |

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e<br>confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale<br>(€ milioni) | 2022                          |                                       | 2021                          |                                       |
|--|-------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
|  | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato |
| <b>Utile (perdita) netto</b>   |                               | <b>13.961</b>                         |                               | <b>5.840</b>                          |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:                          |                               |                                       |                               |                                       |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari   |                               | 4.369                                 |                               | 8.568                                 |
| - ammortamenti   | 7.205                         |                                       | 7.063                         |                                       |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing          | 1.140                         |                                       | 167                           |                                       |
| - radiazioni   | 599                           |                                       | 387                           |                                       |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto   | (1.841)                       |                                       | 1.091                         |                                       |
| - altre variazioni   | (2.773)                       |                                       | (194)                         |                                       |
| - variazione fondo per benefici ai dipendenti  | 39                            |                                       | 54                            |                                       |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività  |                               | (524)                                 |                               | (102)                                 |
| Dividendi, interessi e imposte   |                               | 8.611                                 |                               | 5.334                                 |
| - dividendi  | (351)                         |                                       | (230)                         |                                       |
| - interessi attivi   | (159)                         |                                       | (75)                          |                                       |
| - interessi passivi  | 1.033                         |                                       | 794                           |                                       |
| - imposte sul reddito  | 8.088                         |                                       | 4.845                         |                                       |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio  |                               | (1.279)                               |                               | (3.146)                               |
| - rimanenze  | (2.528)                       |                                       | (2.033)                       |                                       |
| - crediti commerciali  | (1.036)                       |                                       | (7.888)                       |                                       |
| - debiti commerciali   | 2.284                         |                                       | 7.744                         |                                       |
| - fondi per rischi e oneri   | 2.028                         |                                       | (406)                         |                                       |
| - altre attività e passività   | (2.027)                       |                                       | (563)                         |                                       |
| Dividendi incassati  |                               | 1.545                                 |                               | 857                                   |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati   |                               | (8.488)                               |                               | (3.726)                               |
| Interessi (pagati) incassati   |                               | (735)                                 |                               | (764)                                 |
| - interessi incassati  | 116                           |                                       | 28                            |                                       |
| - interessi pagati   | (851)                         |                                       | (792)                         |                                       |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>   |                               | <b>17.460</b>                         |                               | <b>12.861</b>                         |
| Investimenti   |                               | (8.056)                               |                               | (5.234)                               |
| - attività materiali   | (7.700)                       |                                       | (4.950)                       |                                       |
| - attività immateriali   | (356)                         |                                       | (284)                         |                                       |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda   |                               | (3.311)                               |                               | (2.738)                               |
| partecipazioni   | (1.675)                       |                                       | (837)                         |                                       |
| imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite                         | (1.636)                       |                                       | (1.901)                       |                                       |
| Disinvestimenti  |                               | 1.202                                 |                               | 404                                   |
| - attività materiali   | 149                           |                                       | 207                           |                                       |
| - attività immateriali   | 17                            |                                       | 1                             |                                       |
| imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute                            | (60)                          |                                       | 76                            |                                       |
| - imposte pagate sulle dismissioni   |                               |                                       | (35)                          |                                       |
| - partecipazioni   | 1.096                         |                                       | 155                           |                                       |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento   |                               | 2.361                                 |                               | 289                                   |
| - diritto di utilizzo prepagato beni in leasing  | (3)                           |                                       | (2)                           |                                       |
| investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa   | (350)                         |                                       | (227)                         |                                       |
| variazione debiti relativi all'attività di investimento  | 927                           |                                       | 386                           |                                       |
| disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa  | 483                           |                                       | 141                           |                                       |
| variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento  | 1.304                         |                                       | (9)                           |                                       |
| <b>Free cash flow</b>  |                               | <b>9.656</b>                          |                               | <b>5.582</b>                          |

## segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e<br>confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale<br>(€ milioni) | 2022                          |                                       | 2021                          |                                       |
|--|-------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
|  | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato |
| <b>Free cash flow</b>  |                               | <b>9.656</b>                          |                               | <b>5.582</b>                          |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa                              |                               | 786                                   |                               | (4.743)                               |
| - variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                                      |                               | 786                                   |                               | (4.743)                               |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti   |                               | (2.569)                               |                               | (244)                                 |
| - assunzione di debiti finanziari non correnti   |                               | 130                                   |                               | 3.556                                 |
| - rimborsi di debiti finanziari non correnti   |                               | (4.074)                               |                               | (2.890)                               |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari correnti  |                               | 1.375                                 |                               | (910)                                 |
| Rimborso di passività per beni in leasing  |                               | (994)                                 |                               | (939)                                 |
| Flusso di cassa del capitale proprio   |                               | (4.841)                               |                               | (2.780)                               |
| apporti di capitale da azionisti terzi   |                               | 92                                    |                               |                                       |
| - acquisto di azioni proprie   |                               | (2.400)                               |                               | (400)                                 |
| - cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate  |                               | 536                                   |                               | (17)                                  |
| dividendi pagati ad azionisti Eni  |                               | (3.009)                               |                               | (2.358)                               |
| dividendi pagati ad altri azionisti  |                               | (60)                                  |                               | (5)                                   |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue  |                               | (138)                                 |                               | 1.924                                 |
| - emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue   |                               |                                       |                               | 1.985                                 |
| - pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue  |                               | (138)                                 |                               | (61)                                  |
| Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità  |                               | 16                                    |                               | 52                                    |
| - effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti          |                               | 16                                    |                               | 52                                    |
| <b>Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti</b>   |                               | <b>1.916</b>                          |                               | <b>(1.148)</b>                        |

# Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati<sup>3</sup>.

## CONTO ECONOMICO

|   | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020           | Var. ass.      |
|---|-------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| Ricavi della gestione caratteristica  |             | 74.679       | 38.249       | 18.017         | 36.430         |
| Altri ricavi e proventi   |             | 542          | 474          | 405            | 68             |
| Costi operativi   |             | (67.447)     | (34.490)     | (19.645)       | (32.957)       |
| Altri proventi (oneri) operativi  |             | (6.325)      | (2.278)      | (176)          | (4.047)        |
| Ammortamenti  |             | (825)        | (930)        | (1.013)        | 105            |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing |             | (334)        | (455)        | (1.573)        | 121            |
| Radiazioni  |             | (65)         | (1)          |                | (64)           |
| <b>Risultato operativo</b>  |             | <b>225</b>   | <b>569</b>   | <b>(3.985)</b> | <b>(344)</b>   |
| Proventi (oneri) finanziari   |             | (216)        | (207)        | (299)          | (9)            |
| Proventi (oneri) su partecipazioni  |             | 3.771        | 6.918        | 6.519          | (3.147)        |
| <b>Utile prima delle imposte</b>  |             | <b>3.780</b> | <b>7.280</b> | <b>2.235</b>   | <b>(3.500)</b> |
| Imposte sul reddito   |             | 1.623        | 395          | (628)          | 1.228          |
| <b>Utile netto</b>  |             | <b>5.403</b> | <b>7.675</b> | <b>1.607</b>   | <b>(2.272)</b> |

L'**utile netto** di Eni SpA di €5.403 milioni si riduce di €2.272 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente: (i) della riduzione dei proventi netti su partecipazioni (€3.147 milioni) a seguito principalmente dei minori dividendi distribuiti dalle partecipate; (ii) della flessione del risultato operativo (€344 milioni) riferibile essenzialmente alla linea di business

E&P (€1.721 milioni), parzialmente compensato dal miglioramento della linea di business R&M (€863 milioni) e della linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€592 milioni). La ripresa di valore delle attività per imposte anticipate in previsione della loro recuperabilità compensa i suddetti effetti e l'incremento delle imposte correnti.

(3) Nel 2022 si è perfezionata l'acquisizione, con efficacia dal 30 giugno 2022, dei business relativi ai prestiti ai dipendenti e all'attività di factoring della Serfactoring SpA.

## Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

to, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

### RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

|                            | (€ milioni) | 2022          | 2021          | 2020          | Var. ass.     |
|----------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production   |             | 2.743         | 2.198         | 1.509         | 545           |
| Global Gas & LNG Portfolio |             | 39.812        | 18.374        | 5.702         | 21.438        |
| Refining & Marketing       |             | 25.335        | 15.505        | 9.694         | 9.830         |
| Power                      |             | 9.803         | 4.089         | 1.938         | 5.714         |
| Corporate                  |             | 1.057         | 976           | 876           | 81            |
| Elisioni                   |             | (4.071)       | (2.893)       | (1.702)       | (1.178)       |
|                            |             | <b>74.679</b> | <b>38.249</b> | <b>18.017</b> | <b>36.430</b> |

I **ricavi** Exploration & Production (€2.743 milioni) si incrementano di €545 milioni, pari al 24,8%, a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi di vendita del gas e del greggio parzialmente assorbito dagli effetti economici delle operazioni di copertura effettuate.

I **ricavi** Global Gas & LNG Portfolio (€39.812 milioni) si incrementano di €21.438 milioni per effetto principalmente dello scenario energetico legato ai prezzi del gas; tale effetto è stato parzialmente compensato dal decremento dei volumi di gas commercializzati principalmente in Italia.

I **ricavi** Refining & Marketing (€25.335 milioni) si incrementano di €9.830 milioni, pari al 63,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi trainati dai maggiori consumi per effetto della complessiva ripresa economica.

I **ricavi** Power (€9.803 milioni) si incrementano di €5.714 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte crescita.

I **ricavi** della Corporate (€1.057 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2021.

### RISULTATO OPERATIVO

|   | (€ milioni) | 2022       | 2021       | 2020           | Var. ass.    |
|---|-------------|------------|------------|----------------|--------------|
| Exploration & Production                  |             | (1.010)    | 711        | (981)          | (1.721)      |
| Global Gas & LNG Portfolio                |             | 1.275      | 683        | (316)          | 592          |
| Refining & Marketing                      |             | 658        | (205)      | (2.138)        | 863          |
| Power                                     |             | 206        | 23         | (29)           | 183          |
| Corporate                                 |             | (901)      | (557)      | (545)          | (344)        |
| Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup> |             | (3)        | (86)       | 24             | 83           |
| <b>Risultato operativo</b>                |             | <b>225</b> | <b>569</b> | <b>(3.985)</b> | <b>(344)</b> |

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, negativo di €1.010 milioni, peggiora di €1.721 milioni a seguito essenzialmente: (i) degli effetti economici negativi relativi ai derivati su commodity attivati per la gestione del rischio prezzo; (ii) della circostanza che nel 2021 erano state operate riprese di valore su asset operativi; (iii) dei maggiori costi operativi; (iv) delle radiazioni di costi capitalizzati relativi a immobilizzazioni in corso. Tali effetti sono parzialmente compensati dall'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio, €1.275 milioni, migliora di €592 milioni a seguito essenzialmente delle attività di continua ottimizzazione del portafoglio che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia gas che GNL.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, di €658 milioni, migliora di €863 milioni a seguito essenzialmente: (i) del risultato del business refining che ha beneficiato dei più elevati margini

di raffinazione sostenuto anche dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, con la sostituzione del gas naturale con alternative più economiche; (ii) delle minori svalutazioni da impairment degli impianti di raffinazione. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti da: (i) la riduzione dell'utile da valutazione scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato delle principali commodity; (ii) l'accantonamento di un fondo per il decommissioning di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione; (iii) i maggiori accantonamenti ambientali.

Il **risultato operativo** della Power, di €206 milioni, migliora di €183 milioni a seguito: (i) dei migliori risultati conseguiti nel Mercato dei

Servizi di Dispacciamento; (ii) dei margini realizzati da Capacity Market; (iii) dei maggiori margini per effetto scenario prezzi; (iv) della circostanza che il risultato 2021 tiene conto dei valori negativi dell'attività Renewables sino al 30 giugno 2021, data di efficacia della cessione del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia". Tali effetti sono parzialmente compensati dalle maggiori svalutazioni da impairment test dei right-of-use relativi ai contratti di tolling.

Il **risultato operativo** della Corporate, negativo di €901 milioni, peggiora di €344 milioni per effetto essenzialmente degli accantonamenti degli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA.

### PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

|                              | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.      |
|------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Dividendi                    |             | 2.336        | 6.006        | 8.914        | (3.670)        |
| Plusvalenze nette da vendite |             | 214          | 21           |              | 193            |
| Plusvalenze da conferimento  |             | 2.006        |              |              | 2.006          |
| Altri proventi               |             | 1.238        | 2.281        | 5            | (1.043)        |
| <b>Totale proventi</b>       |             | <b>5.794</b> | <b>8.308</b> | <b>8.919</b> | <b>(2.514)</b> |
| Svalutazioni e perdite       |             | (2.023)      | (1.390)      | (2.400)      | (633)          |
|                              |             | <b>3.771</b> | <b>6.918</b> | <b>6.519</b> | <b>(3.147)</b> |

La riduzione dei proventi netti su partecipazioni (€3.147 milioni) deriva essenzialmente dai minori dividendi distribuiti da società controllate.

### IMPOSTE SUL REDDITO

|  | (€ milioni) | 2022         | 2021         | 2020         | Var. ass.    |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| IRES   |             | 303          | (1)          | 66           | 304          |
| IRAP   |             | (26)         | (19)         | (2)          | (7)          |
| Addizionale Legge n. 7/09  |             | 97           | (97)         |              | 194          |
| Contributo solidaristico delle imprese del settore energetico          |             | (1.250)      |              |              | (1.250)      |
| <b>Imposte correnti</b>  |             | <b>(876)</b> | <b>(117)</b> | <b>64</b>    | <b>(759)</b> |
| <b>Imposte differite e anticipate</b>                                  |             | <b>2.514</b> | <b>477</b>   | <b>(736)</b> | <b>2.037</b> |
| <b>Totale imposte estere</b>   |             | <b>(11)</b>  | <b>(6)</b>   | <b>(13)</b>  | <b>(5)</b>   |
| <b>Totale imposte sul reddito Eni SpA</b>                              |             | <b>1.627</b> | <b>354</b>   | <b>(685)</b> | <b>1.273</b> |
| Imposte relative al consolidamento proporzionale delle joint operation |             | (4)          | 41           | 57           | (45)         |
|  |             | <b>1.623</b> | <b>395</b>   | <b>(628)</b> | <b>1.228</b> |

Le **imposte sul reddito**, positive per €1.623 milioni, migliorano di €1.228 milioni a seguito essenzialmente della ripresa di valore delle attività per imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. La differenza del 67,23% tra il tax rate effettivo (-42,94%) e teorico (24,29%) è dovuta essenzialmente: (i) alla valutazione delle imposte anticipate

IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 57,75%); (ii) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 13,57%); (iii) alle valutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 12,60%). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione dei contributi di solidarietà a carico delle imprese del settore energetico (con un effetto sul tax rate del 33,07%).

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>4</sup>

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito,

sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

|  | (€ milioni) | 31 dicembre 2022 | 31 dicembre 2021 | Var. ass.    |
|--|-------------|------------------|------------------|--------------|
| <b>Capitale immobilizzato</b>  |             |                  |                  |              |
| Immobili, impianti e macchinari  |             | 5.112            | 5.213            | (101)        |
| Diritto di utilizzo beni in leasing  |             | 1.654            | 1.691            | (37)         |
| Attività immateriali   |             | 241              | 247              | (6)          |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo                                   |             | 1.773            | 1.104            | 669          |
| Partecipazioni   |             | 59.815           | 56.010           | 3.805        |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa               |             | 2.364            | 3.279            | (915)        |
| Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento |             | (287)            | (208)            | (79)         |
|  |             | <b>70.672</b>    | <b>67.336</b>    | <b>3.336</b> |
| <b>Capitale di esercizio netto</b>   |             |                  |                  |              |
| Rimanenze  |             | 3.815            | 2.582            | 1.233        |
| Crediti commerciali  |             | 11.082           | 9.509            | 1.573        |
| Debiti commerciali   |             | (11.682)         | (8.770)          | (2.912)      |
| Attività (passività) tributarie nette  |             | 1.798            | 256              | 1.542        |
| Fondi per rischi e oneri   |             | (5.661)          | (4.992)          | (669)        |
| Altre attività (passività) d'esercizio                                       |             | (911)            | (807)            | (104)        |
|  |             | <b>(1.559)</b>   | <b>(2.222)</b>   | <b>663</b>   |
| <b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>                                      |             | <b>(341)</b>     | <b>(393)</b>     | <b>52</b>    |
| <b>Attività destinate alla vendita</b>                                       |             | <b>82</b>        | <b>3</b>         | <b>79</b>    |
| <b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>  |             | <b>68.854</b>    | <b>64.724</b>    | <b>4.130</b> |
| <b>Patrimonio netto</b>  |             | <b>52.520</b>    | <b>51.039</b>    | <b>1.481</b> |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16</b>  |             | <b>14.074</b>    | <b>11.363</b>    | <b>2.711</b> |
| Passività per leasing  |             | 2.260            | 2.322            | (62)         |
| <b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>16.334</b>    | <b>13.685</b>    | <b>2.649</b> |
| <b>COPERTURE</b>   |             | <b>68.854</b>    | <b>64.724</b>    | <b>4.130</b> |

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2022 ammonta a €68.854 milioni con un incremento di €4.130 milioni rispetto al 31 dicembre 2021.

Il **capitale immobilizzato** (€70.672 milioni) aumenta di €3.336 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni (€3.805 milioni) per effetto degli interventi sul capitale di società controllate e degli investimenti effettuati. Tale effetto è parzialmente compensato dal decremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (€915 milioni) per effetto dei rimborsi di finanziamenti concessi a società del Gruppo.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €1.559 milioni, migliora di €663 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento delle

attività tributarie nette (€1.542 milioni) in particolare per la valutazione delle attività per imposte anticipate; (ii) dell'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato (€1.233 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal decremento netto dei crediti/debiti commerciali (€1.339 milioni) in particolare della linea di business Global Gas & LNG Portfolio; (ii) dall'incremento dei fondi rischi e oneri (€669 milioni) in particolare per i fondi della linea di business Refining & Marketing per il decommissioning di alcuni impianti e strutture ausiliarie di raffinazione e maggiori accantonamenti ambientali.

Le **attività destinate alla vendita** di €82 milioni si riferiscono principalmente alla partecipazione in SeaCorridor S.r.l (ex Eni Corridor S.r.l) (€66 milioni) e Servizi Fondo Bombole Metano SpA (€14 milioni).

(4) Nel 2022 si è perfezionata l'acquisizione, con efficacia dal 30 giugno 2022, dei business relativi ai prestiti ai dipendenti e all'attività di factoring della Serfactoring SpA.

## PATRIMONIO NETTO

|   | (€ milioni) |                |
|---|-------------|----------------|
| <b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2021</b>   |             | <b>51.039</b>  |
| <i>Incremento per:</i>  |             |                |
| Utile netto   | 5.403       |                |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | 1.551       |                |
| Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale           | 24          |                |
| Piano incentivazione di lungo termine   | 18          |                |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI                    | 3           |                |
| Altri incrementi  | 42          |                |
|   |             | <b>7.041</b>   |
| <i>Decremento per:</i>  |             |                |
| Acquisto azioni proprie   | (2.400)     |                |
| Acconto sul dividendo 2022  | (1.500)     |                |
| Distribuzione saldo dividendo 2021  | (1.522)     |                |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue  | (138)       |                |
|   |             | <b>(5.560)</b> |
| <b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2022</b>   |             | <b>52.520</b>  |

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

|  | (€ milioni) | 31 dicembre 2022 | 31 dicembre 2021 | Var. ass.    |
|--|-------------|------------------|------------------|--------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari   |             | 33.059           | 28.040           | 5.019        |
| <i>Debiti finanziari a breve termine</i>                                     |             | 17.005           | 7.421            | 9.584        |
| <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>                                     |             | 16.054           | 20.619           | (4.565)      |
| Disponibilità liquide ed equivalenti   |             | (7.628)          | (6.630)          | (998)        |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                    |             | (3.542)          | (4.192)          | 650          |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico    |             | (7.815)          | (5.855)          | (1.960)      |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>14.074</b>    | <b>11.363</b>    | <b>2.711</b> |
| Passività per leasing  |             | 2.260            | 2.322            | (62)         |
| <b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b> |             | <b>16.334</b>    | <b>13.685</b>    | <b>2.649</b> |

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €2.649 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni per effetto essenzialmente di nuovi investimenti e degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€3.404 milioni); (ii) al pagamento dei dividendi agli azionisti (€3.009 milioni) in particolare il dividendo residuo dell'esercizio 2021 di €0,22 per azione e il pagamento della prima e della seconda tranche del dividendo

dell'esercizio 2022, a valere sulle riserve disponibili, di €0,44 per azione; (iii) all'acquisto di azioni proprie (€2.400 milioni); (iv) agli investimenti tecnici (€783 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€5.818 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€5.515 milioni); (ii) dai disinvestimenti dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa netti (€923 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>5</sup>

|   | (€ milioni) | 2022         | 2021           | Var. ass.      |
|---|-------------|--------------|----------------|----------------|
| <b>Utile netto</b>  |             | <b>5.403</b> | <b>7.675</b>   | <b>(2.272)</b> |
| Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:                         |             |              |                |                |
| - ammortamenti e altri componenti non monetari  |             | 2.257        | 492            | 1.765          |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività   |             | (2.226)      | (23)           | (2.203)        |
| - dividendi, interessi e imposte  |             | (3.585)      | (6.057)        | 2.472          |
| Variatione del capitale di esercizio  |             | (697)        | (401)          | (296)          |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati   |             | 4.666        | 2.588          | 2.078          |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>  |             | <b>5.818</b> | <b>4.274</b>   | <b>1.544</b>   |
| Investimenti tecnici  |             | (783)        | (1.036)        | 253            |
| Investimenti in partecipazioni  |             | (3.457)      | (8.145)        | 4.688          |
| Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa                                    |             | 923          | 1.286          | (363)          |
| Dismissioni   |             | 966          | 484            | 482            |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e rami d'azienda   |             | 76           | 113            | (37)           |
| <b>Free cash flow</b>   |             | <b>3.543</b> | <b>(3.024)</b> | <b>6.567</b>   |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa                   |             | (1.440)      | (110)          | (1.330)        |
| Variatione debiti finanziari correnti e non correnti  |             | 4.850        | 2.888          | 1.962          |
| Rimborso di passività per beni in leasing   |             | (390)        | (374)          | (16)           |
| Flusso di cassa del capitale proprio  |             | (5.409)      | (2.758)        | (2.651)        |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue   |             | (138)        | 1.924          | (2.062)        |
| Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti |             | (18)         | (27)           | 9              |
| <b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>  |             | <b>998</b>   | <b>(1.481)</b> | <b>2.479</b>   |

|  | (€ milioni) | 2022           | 2021           | Var. ass.    |
|--|-------------|----------------|----------------|--------------|
| <b>Free cash flow</b>  |             | <b>3.543</b>   | <b>(3.024)</b> | <b>6.567</b> |
| Rimborso di passività per beni in leasing                                    |             | (390)          | (374)          | (16)         |
| Flusso di cassa del capitale proprio   |             | (5.409)        | (2.758)        | (2.651)      |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue                |             | (138)          | 1.924          | (2.062)      |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni          |             | (317)          | 782            | (1.099)      |
| <b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b> |             | <b>(2.711)</b> | <b>(3.450)</b> | <b>739</b>   |
| Rimborso di passività per beni in leasing                                    |             | 390            | 374            | 16           |
| Accensioni del periodo e altre variazioni                                    |             | (328)          | (116)          | (212)        |
| <b>Variatione passività per beni in leasing</b>                              |             | <b>62</b>      | <b>258</b>     | <b>(196)</b> |
| <b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b> |             | <b>(2.649)</b> | <b>(3.192)</b> | <b>543</b>   |

## INVESTIMENTI TECNICI

|                             | (€ milioni) | 2022       | 2021         | Var. ass.    |
|-----------------------------|-------------|------------|--------------|--------------|
| Exploration & Production    |             | 244        | 406          | (162)        |
| Global Gas & LNG Portfolio  |             |            | 159          | (159)        |
| Refining & Marketing        |             | 480        | 423          | 57           |
| Corporate                   |             | 59         | 48           | 11           |
| <b>Investimenti tecnici</b> |             | <b>783</b> | <b>1.036</b> | <b>(253)</b> |

(5) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

## RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

| Voci dello stato patrimoniale riclassificato<br>(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)<br>(€ milioni) | Riferimento alle note al Bilancio di esercizio | 31 dicembre 2022        |                                 | 31 dicembre 2021        |                                 |
|---|--|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
|   |  | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato | Valori da schema legale | Valori da schema riclassificato |
| <b>Capitale immobilizzato</b>   |  |                         |                                 |                         |                                 |
| Immobili, impianti e macchinari   |  |                         | 5.112                           |                         | 5.213                           |
| Diritto di utilizzo beni in leasing   |  |                         | 1.654                           |                         | 1.691                           |
| Attività immateriali  |  |                         | 241                             |                         | 247                             |
| Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo  |  |                         | 1.773                           |                         | 1.104                           |
| Partecipazioni  |  |                         | 59.815                          |                         | 56.010                          |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:   |  |                         | 2.364                           |                         | 3.279                           |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)  | (vedi nota 15)                                 |                         | 218                             |                         | 22                              |
| - crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)   | (vedi nota 15)                                 |                         | 2.146                           |                         | 3.257                           |
| Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:  |  |                         | (287)                           |                         | (208)                           |
| - crediti relativi all'attività di disinvestimento  | (vedi nota 7)                                  |                         | 20                              |                         | 2                               |
| - debiti per attività di investimento   | (vedi nota 10 e nota 17)                       |                         | (307)                           |                         | (210)                           |
| <b>Totale Capitale immobilizzato</b>  |  |                         | <b>70.672</b>                   |                         | <b>67.336</b>                   |
| <b>Capitale di esercizio netto</b>  |  |                         |                                 |                         |                                 |
| Rimanenze   |  |                         | 3.815                           |                         | 2.582                           |
| Crediti commerciali   | (vedi nota 7)                                  |                         | 11.082                          |                         | 9.509                           |
| Debiti commerciali  | (vedi nota 17)                                 |                         | (11.682)                        |                         | (8.770)                         |
| Attività (passività) tributarie nette:  |  |                         | 1.798                           |                         | 256                             |
| - passività per imposte sul reddito (correnti)  |  |                         | (771)                           |                         | (117)                           |
| - altre passività (correnti)  | (vedi nota 10)                                 |                         | (679)                           |                         | (622)                           |
| - attività per imposte sul reddito (correnti)   |  |                         | 173                             |                         | 23                              |
| - altre attività (correnti)   | (vedi nota 10)                                 |                         | 152                             |                         | 69                              |
| - attività per imposte anticipate   |  |                         | 2.684                           |                         | 814                             |
| - attività per imposte sul reddito (non correnti)   |  |                         | 78                              |                         | 78                              |
| - altre attività (non correnti)   | (vedi nota 10)                                 |                         | 2                               |                         | 2                               |
| - crediti per consolidato fiscale e IVA   | (vedi nota 7)                                  |                         | 193                             |                         | 73                              |
| - debiti per consolidato fiscale e IVA  | (vedi nota 17)                                 |                         | (9)                             |                         | (39)                            |
| - altre passività (non correnti)  | (vedi nota 10)                                 |                         | (25)                            |                         | (25)                            |
| Fondi per rischi ed oneri   |  |                         | (5.661)                         |                         | (4.992)                         |
| Altre attività (passività) di esercizio:  |  |                         | (911)                           |                         | (807)                           |
| - altri crediti   | (vedi nota 7)                                  |                         | 366                             |                         | 3.410                           |
| - altre attività (correnti)   | (vedi nota 10)                                 |                         | 12.924                          |                         | 12.782                          |
| - altre attività (non correnti)   | (vedi nota 10)                                 |                         | 2.811                           |                         | 2.053                           |
| - altri debiti  | (vedi nota 17)                                 |                         | (452)                           |                         | (502)                           |
| - altre passività (correnti)  | (vedi nota 10)                                 |                         | (13.626)                        |                         | (15.683)                        |
| - altre passività (non correnti)  | (vedi nota 10)                                 |                         | (2.934)                         |                         | (2.867)                         |
| <b>Totale Capitale di esercizio netto</b>   |  |                         | <b>(1.559)</b>                  |                         | <b>(2.222)</b>                  |
| <b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>   |  |                         | <b>(341)</b>                    |                         | <b>(393)</b>                    |
| <b>Attività destinate alla vendita</b>  |  |                         | <b>82</b>                       |                         | <b>3</b>                        |
| <b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>   |  |                         | <b>68.854</b>                   |                         | <b>64.724</b>                   |
| <b>Patrimonio netto</b>   |  |                         | <b>52.520</b>                   |                         | <b>51.039</b>                   |
| <b>Indebitamento finanziario netto</b>  |  |                         |                                 |                         |                                 |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:  |  |                         |                                 |                         |                                 |
| - passività finanziarie a lungo termine   |  |                         | 16.054                          |                         | 20.619                          |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine  |  |                         | 2.883                           |                         | 1.555                           |
| - passività finanziarie a breve termine   |  |                         | 14.122                          |                         | 5.866                           |
| a dedurre:  |  |                         |                                 |                         |                                 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti  |  |                         | 7.628                           |                         | 6.630                           |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa   | (vedi nota 15)                                 |                         | 3.542                           |                         | 4.192                           |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico   |  |                         | 7.815                           |                         | 5.855                           |
| <b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16</b>   |  |                         | <b>14.074</b>                   |                         | <b>11.363</b>                   |
| Passività per beni in leasing, composti da:   |  |                         | 2.260                           |                         | 2.322                           |
| - passività per beni in leasing a lungo termine   |  |                         | 1.887                           |                         | 1.939                           |
| - quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine  |  |                         | 373                             |                         | 383                             |
| <b>Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS16</b>  |  |                         | <b>16.334</b>                   |                         | <b>13.685</b>                   |
| <b>COPERTURE</b>  |  |                         | <b>68.854</b>                   |                         | <b>64.724</b>                   |

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e<br>confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale<br><br>(€ milioni) | 2022                          |                                       | 2021                          |                                       |
|--|-------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
|  | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato |
| <b>Utile netto</b>   |                               | <b>5.403</b>                          |                               | <b>7.675</b>                          |
| Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:  |                               |                                       |                               |                                       |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari   |                               | 2.257                                 |                               | 492                                   |
| - ammortamenti   | 825                           |                                       | 930                           |                                       |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing              | 334                           |                                       | 455                           |                                       |
| - radiazioni   | 65                            |                                       | 1                             |                                       |
| - effetto valutazione partecipazioni   | 785                           |                                       | (894)                         |                                       |
| - differenze cambio da allineamento  | 92                            |                                       | (123)                         |                                       |
| - variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading  | 146                           |                                       | 65                            |                                       |
| - remeasurement delle passività per leasing  | (6)                           |                                       | (21)                          |                                       |
| - piani incentivazione a lungo termine   | 15                            |                                       | 16                            |                                       |
| - variazioni fondi per benefici ai dipendenti  | 1                             |                                       | 63                            |                                       |
| Plusvalenze nette su cessione di attività  |                               | (2.226)                               |                               | (23)                                  |
| Dividendi, interessi e imposte   |                               | (3.585)                               |                               | (6.057)                               |
| - dividendi  | (2.336)                       |                                       | (6.006)                       |                                       |
| - interessi attivi   | (203)                         |                                       | (176)                         |                                       |
| - interessi passivi  | 577                           |                                       | 520                           |                                       |
| - imposte sul reddito  | (1.623)                       |                                       | (395)                         |                                       |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio  |                               | (697)                                 |                               | (401)                                 |
| - rimanenze  | (1.902)                       |                                       | (1.602)                       |                                       |
| - crediti commerciali  | (1.597)                       |                                       | (6.097)                       |                                       |
| - debiti commerciali   | 2.950                         |                                       | 5.283                         |                                       |
| - fondi per rischi ed oneri  | 769                           |                                       | (170)                         |                                       |
| - altre attività e passività   | (917)                         |                                       | 2.185                         |                                       |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati  |                               | 4.666                                 |                               | 2.588                                 |
| - dividendi incassati  | 5.515                         |                                       | 2.893                         |                                       |
| - interessi incassati  | 209                           |                                       | 179                           |                                       |
| - interessi pagati   | (558)                         |                                       | (517)                         |                                       |
| - imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati   | (500)                         |                                       | 33                            |                                       |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>   |                               | <b>5.818</b>                          |                               | <b>4.274</b>                          |
| Investimenti tecnici   |                               | (783)                                 |                               | (1.036)                               |
| - immobilizzazioni materiali   | (751)                         |                                       | (848)                         |                                       |
| - immobilizzazioni immateriali   | (32)                          |                                       | (188)                         |                                       |
| Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda  |                               | (3.457)                               |                               | (8.145)                               |
| Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa   |                               | 923                                   |                               | 1.286                                 |
| - crediti finanziari strumentali   | 923                           |                                       | 1.286                         |                                       |
| Titoli strumentali all'attività operativa  |                               |                                       |                               |                                       |
| Dismissioni  |                               | 966                                   |                               | 484                                   |
| - immobilizzazioni materiali   | 166                           |                                       | 5                             |                                       |
| - immobilizzazioni immateriali   | 9                             |                                       |                               |                                       |
| - partecipazioni   | 791                           |                                       | 479                           |                                       |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento e rami d'azienda:                                       |                               | 76                                    |                               | 113                                   |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento   | 80                            |                                       | 113                           |                                       |
| - rami d'azienda   | (4)                           |                                       |                               |                                       |
| <b>Free cash flow</b>  |                               | <b>3.543</b>                          |                               | <b>(3.024)</b>                        |

## segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e<br>confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale<br>(€ milioni) | 2022                          |                                       | 2021                          |                                       |
|--|-------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
|  | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato | Valori<br>da schema<br>legale | Valori da<br>schema<br>riclassificato |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività  |                               | (1.440)                               |                               | (110)                                 |
| variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa  | (1.440)                       |                                       | (110)                         |                                       |
| Variatione debiti finanziari correnti e non correnti:  |                               | 4.850                                 |                               | 2.888                                 |
| - assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo  | (3.437)                       |                                       | 955                           |                                       |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine   | 8.287                         |                                       | 1.933                         |                                       |
| Rimborso di passività per beni in leasing  |                               | (390)                                 |                               | (374)                                 |
| Flusso di cassa del capitale proprio   |                               | (5.409)                               |                               | (2.758)                               |
| - dividendi pagati   | (3.009)                       |                                       | (2.358)                       |                                       |
| - acquisto azioni proprie  | (2.400)                       |                                       | (400)                         |                                       |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue  |                               | (138)                                 |                               | 1.924                                 |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue   |                               |                                       | 1.985                         |                                       |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue   | (138)                         |                                       | (61)                          |                                       |
| Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti            |                               | (18)                                  |                               | (27)                                  |
| <b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>   |                               | <b>998</b>                            |                               | <b>(1.481)</b>                        |

# Fattori di rischio e incertezza

## Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale e dal livello delle scorte. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici fattori ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori e delle imprese, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel breve termine, un rallentamento dell'attività economica normalmente provoca una riduzione della domanda globale di petrolio. Considerato che nel breve termine l'offerta di petrolio è poco elastica, nel caso di "shock" lato domanda dovuti alla contrazione o rallentamento dell'economia globale, il prezzo del petrolio potrebbe registrare rapide e profonde correzioni al ribasso come accaduto a fine 2018, durante il picco pandemico o nella seconda metà del 2022.

Nel lungo termine, la domanda è influenzata: (i) in positivo, dalla crescita demografica, dal miglioramento del tenore di vita e dall'espansione del PIL mondiale; (ii) in negativo, dalla disponibilità di fonti energetiche alternative, dall'evoluzione delle tecnologie, dai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori e, infine, dalle misure e le altre iniziative adottate o pianificate dai governi per contrastare i cambiamenti climatici e contenere le emissioni di anidride carbonica. Il Management ritiene che la spinta a ridurre le emissioni di anidride carbonica e la transizione energetica in corso potrebbero portare nel lungo periodo a una riduzione strutturale della domanda e dei prezzi del petrolio.

L'offerta globale di petrolio è influenzata in larga misura dall'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio che si sono coalizzati con alcuni altri Paesi produttori (Russia, Kazakistan) per dar vita all'alleanza nota come OPEC+. Il cartello è in grado di esercitare un certo "pricing power" nel mercato petrolifero considerato come il blocco abbia dimostrato dagli eventi della pandemia del COVID-19 in poi una certa coesione nel difendere il prezzo attraverso le decisioni sui livelli produttivi e che alcuni Paesi del cartello quali Arabia Saudita, UAE e Kuwait dispongono della maggior parte della "spare capacity" mondiale, facendo dell'Alleanza di fatto il solo "swing producer", mentre i produttori di shale oil USA hanno abbandonato il modello di crescita a beneficio della disciplina finanziaria con il mantenimento delle produzioni sul livello di circa 12 milioni di barili/giorno ben inferiore al picco ante COVID (oltre 13 milioni). Gli sviluppi geopolitici in Medio Oriente e,

in particolare, nell'area del Golfo Persico, come anche le sanzioni imposte dagli Stati Uniti e dall'UE contro alcuni Paesi produttori, possono avere una significativa influenza sui prezzi del petrolio. In misura minore, eventi meteorologici estremi, come gli uragani in aree ad alta concentrazione di produzione come il Golfo del Messico, e problemi operativi alle principali infrastrutture petrolifere possono avere un impatto sui prezzi del petrolio.

Il 2022 ha segnato uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio, sulla base del numero di giorni mercato caratterizzati da movimenti del prezzo superiori ai 5 \$/bbl.

L'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia a fine febbraio 2022 si inserisce in un quadro di fondamentali bilanciati nel mercato petrolifero dovuti alla ripresa post-pandemica e a tensioni nell'offerta in quello del gas naturale, soprattutto in Europa. Nei giorni successivi all'invasione, il prezzo del petrolio Brent, greggio di riferimento per il mercato, registra un'impennata fino quasi a quota 140 \$/bbl, prossima ai massimi di tutti i tempi registrati nel corso del 2008, per poi assestarsi nei mesi successivi su valori più contenuti grazie al dissiparsi dei timori degli operatori su possibili interruzioni nel flusso degli idrocarburi liquidi dalla Russia verso i mercati internazionali. La Russia con una produzione di oltre 10 milioni di barili/giorno è il terzo produttore mondiale dopo USA ed Arabia Saudita e copre circa il 14% dell'offerta globale di greggio; tali dati spiegano la forte volatilità del prezzo del petrolio nel periodo immediatamente successivo all'avvio della guerra.

Oltre all'incertezza associata al rischio geopolitico, nel corso del primo semestre 2022 i prezzi del petrolio sono stati sostenuti dal positivo andamento dell'economia globale dovuta alla riapertura post-pandemica dell'economia nei Paesi Occidentali e alla ripresa sincrona della domanda di carburanti in tutti i settori finali di utilizzo, compreso il settore delle linee aeree che era rimasto penalizzato durante tutto il corso del 2021. Le compagnie petrolifere internazionali quotate hanno mantenuto la disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi di mercato causata dal COVID-19, caratterizzata da un approccio prudente alle decisioni d'investimento, piani di spesa finalizzati al solo sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando nell'allocazione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi elevati la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti. Inoltre, la sottovalutazione dei titoli azionari delle compagnie petrolifere (in termini di comuni multipli di borsa rispetto alla media degli indici azionari) rende più attrattivo l'investimento nel riacquisto delle azioni proprie rispetto a investimenti di crescita delle produzioni. L'alleanza dei Paesi produttori dell'OPEC+ ha proseguito nell'azione di graduale allentamento delle quote produttive stabilite nel maggio 2020 in risposta al collasso della domanda petrolifera,

evitando il rischio di inondare il mercato con un ripristino troppo rapido delle quote ante-COVID. Nel ristabilire i livelli produttivi, molti Paesi membri del cartello hanno comunque incontrato serie difficoltà nel conseguire gli obiettivi produttivi di volta in volta concordati, arrivando nel mese di agosto 2022 a produrre circa 3 milioni di barili/giorno in meno rispetto alle quote teoriche ed evidenziando la possibile criticità legata a una capacità di riserva ("spare capacity") inadeguata a far fronte a improvvisi aumenti della domanda. Tali sviluppi positivi sono stati attenuati dalla politica delle Autorità cinesi di tolleranza zero nei confronti del COVID-19 con l'adozione di provvedimenti molto restrittivi sulla circolazione delle persone con la chiusura di interi distretti e metropoli chiave (ad esempio Shanghai) per l'economia del Paese e i consumi mondiali di petrolio. I Paesi OCSE hanno cercato di limitare l'aumento dei prezzi del greggio attraverso un'azione coordinata di rilascio delle riserve strategiche; in particolare l'amministrazione USA ha dato esecuzione a un programma di vendita di greggio pari a un milione di barili/giorno per un periodo di 180 giorni (aprile-ottobre); ulteriori vendite sono state eseguite nei mesi di novembre e dicembre. Nel primo semestre 2022 il prezzo del greggio ha oscillato in una banda di 90-125 \$/bbl (escludendo i picchi nei giorni immediatamente successivi all'escalation militare in Ucraina) con una media di 108 \$/bbl.

Tuttavia, come dimostrato dagli sviluppi del secondo semestre, l'industria petrolifera è un settore ciclico e i risultati economici e i flussi di cassa di Eni sono esposti ai rischi di rapide correzioni del mercato a causa della complessità e dell'imprevedibilità dei fattori macroeconomici che influenzano la domanda petrolifera e della considerazione che l'offerta è rigida nel breve termine per cui uno shock della domanda è in grado di causare un'ampia contrazione del prezzo della materia prima in un lasso temporale relativamente breve. Nei fatti, nel corso del terzo trimestre 2022 il prezzo del Brent ha perso circa 40 \$/bbl dal valore di chiusura del primo semestre a 125 \$/bbl a un minimo di \$85 a fine settembre (oltre il 30%); il downtrend è ripreso nel mese di dicembre con una flessione al di sotto degli \$80, erodendo tutto il guadagno registrato nel 2022. Molteplici fattori hanno determinato tale rovesciamento. La ripresa dell'inflazione dovuta principalmente alla spinta dei prezzi delle materie prime (energia, ma non solo) ha indotto un brusco cambiamento di politica monetaria da parte delle banche centrali, con la Federal Reserve particolarmente attiva nel dare esecuzione al proprio mandato di stabilità dei prezzi attraverso rialzi consistenti e ravvicinati dei tassi d'interesse e l'abbandono del "quantitative easing". L'aumento dei tassi d'interesse ha alimentato le aspettative degli operatori di rallentamento dell'attività economica, da cui dipende la domanda petrolife-

ra. Le altre banche centrali hanno seguito l'esempio della Fed; tuttavia, il ritmo di stretta monetaria della banca centrale USA è stato nettamente più rapido, con la conseguenza di rafforzare in misura rilevante il rapporto di parità del dollaro rispetto alle altre valute. Questo ha un effetto negativo sulla domanda petrolifera, poiché i contratti sono denominati in dollari e quindi l'acquisto di greggio diventa relativamente più oneroso per i Paesi con valute diverse dal dollaro.

Infine, il protrarsi della guerra, l'incertezza sistemica e il rallentamento di alcuni indicatori di attività soprattutto in Europa, hanno innescato aspettative di un rallentamento macroeconomico e anche di scenari di piena recessione, che avrebbero un impatto fortemente negativo sulla domanda petrolifera. Inoltre, hanno influito sulla correzione del prezzo la resilienza delle produzioni russe che non sono diminuite contrariamente alle aspettative degli operatori e le incertezze circa il ritorno alla normalità della Cina, dopo aver mantenuto la politica di zero tolleranza al COVID per tutto il 2022. La situazione nel mercato fisico ha mostrato minori segnali d'indebolimento, come evidenziato dalla struttura dei prezzi a futuri che è rimasta sostanzialmente in "backwardation" (situazione per cui i prezzi per le consegne future più distanti nel tempo quotano a sconto rispetto ai valori spot e del primo mese di consegna "front month"), con fasi di contango solo per le scadenze più ravvicinate segnalando un'aspettativa del mercato di un surplus di offerta nel primo trimestre 2023. In tale contesto i trader e gli operatori finanziari hanno liquidato le posizioni sui contratti futuri con effetti amplificati dalla ridotta liquidità dei mercati finanziari delle materie prime. In risposta alle incertezze sullo scenario petrolifero, i Paesi aderenti all'OPEC+ hanno deciso all'inizio di ottobre 2022 di ridurre le quote produttive di 2 milioni di barili/giorno, corrispondenti a un taglio effettivo di produzione pari a circa la metà considerato che alcuni membri del cartello producevano già al di sotto delle rispettive quote, a partire dal mese di novembre 2022 e fino a tutto dicembre 2023.

Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl con un incremento del 40% rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

L'outlook presenta rischi e incertezze in relazione ai segnali di rallentamento dell'economia, anche per l'effetto delle politiche monetarie restrittive adottate dalle banche centrali per contrastare la ripresa dell'inflazione, tali da rendere possibili scenari di "hard landing", alla ripresa dell'economia cinese post-pandemia e all'evoluzione della guerra tra Russia e Ucraina che potrebbe influenzare negativamente lo scenario macroeconomico, minando la fiducia di imprese e consumatori. Il management ha scontato tali fattori in una previsione di prezzo di 85 \$/bbl per il greggio

Brent nel 2023, in calo rispetto al 2022, e un valore di lungo termine nominale di 80 \$/bbl sulla base di uno scenario mid-cycle fino al 2030-2035. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza del continente dalle forniture via pipeline dalla Russia, che all'epoca dell'invasione dell'Ucraina era il maggiore fornitore dell'EU. Rispetto alla media 2021 di circa \$15 mmBTU per il riferimento spot europeo Title Transfer Facility (TTF) che già rappresentava un record storico, nel corso del 2022 sono stati registrati valori che hanno raggiunto gli \$80-90 a causa dei timori di carenza di gas per la stagione invernale successiva in relazione al progressivo ridimensionamento dei flussi di export russi via pipeline, nel quadro di un continuo deterioramento delle relazioni politiche con l'EU. Nella parte finale del 2022 e inizio 2023, i prezzi del gas grazie a una stagione invernale particolarmente mite e abbondante afflusso di GNL dagli USA hanno corretto in maniera sostanziale, chiudendo l'anno su valori pari o inferiori a quelli correnti prima dello scoppio della guerra. I prezzi del gas sono previsti volatili per il futuro prevedibile.

Nel 2023 le quotazioni gas sono previste in diminuzione (TTF a 27,5 \$/Mbtu), a fronte di consumi deboli anche per le misure di risparmio energetico dell'EU, abbondante offerta di LNG sostenuto dall'aumento delle produzioni di gas naturale "dry" negli USA e adeguati livelli delle scorte. Negli anni successivi è previsto un ulteriore declino (prezzo europeo in media 18,5 \$/Mbtu) per il graduale ribilanciamento di domanda e offerta su scala globale. I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas naturale. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sui flussi di cassa a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno.

Nel 2022 l'esposizione al rischio prezzo ha riguardato circa il 40% della produzione di petrolio e gas del Gruppo. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.

L'attività Oil & Gas è un settore che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita del petrolio e del gas naturale; (iv) la capacità di acquisire, trovare e produrre nuove riserve; e (v) la capacità e la disponibilità dei

finanziatori del Gruppo a concedere credito per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla performance e sulle prospettive reddituali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti di sviluppo. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.

Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti che devono essere sostenibili anche in presenza di scenari prezzo depressi, la selettività nelle decisioni d'investimento, il mantenimento di una adeguata flessibilità finanziaria e di un adeguato livello di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo.

Refining & Marketing e Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.

Nel 2022, il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di un significativo aumento dei margini, con punte record in alcune fasi, grazie alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l'aviazione civile la cui scarsa domanda aveva influenzato in modo pesante i risultati del 2021. Inoltre, il mercato ha registrato una sostanziale carenza di gasolio per vari fattori contingenti, tra i quali, minori forniture dalla Russia. Gli eccellenti risultati del 2022 hanno interrotto un lungo trend di underperformance del business a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a mercati regionali maturi in termini di dinamiche nei consumi di carburanti e alla pressione competitiva da parte della raffinazione del Medio Oriente e della Cina favorita rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Considerato anche la crescente pressione sulla domanda di benzina in Europa da parte dei veicoli elettrici, nonché l'entrata in esercizio di nuova capacità in Medio Oriente e in altre geografie, il management ha confermato le stime elaborate in precedenti reporting period che non indicano alcun valore recuperabile delle raffinerie tradizionali in Italia ed Europa, che pertanto rimangono

integralmente svalutate. Inoltre, per alcune linee produttive che sono state fermate perché prive di redditività nell'attuale scenario e per le quali il management non prevede ragionevolmente alcuna evoluzione dell'ambiente operativo tale da consentirne la riapertura, sono stati stanziati i costi attesi di smantellamento e rimozione dei relativi impianti comprese le strutture logistiche, rilevando un fondo di €300 milioni.

Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Medio Oriente e USA), elevati costi variabili per escalation delle quotazioni delle commodity energetiche (gas naturale ed energia elettrica), flessione della domanda per riduzione dei consumi. Dopo un anno positivo nel 2021 dovuto in particolare alle interruzioni nelle catene di fornitura dovute ai lockdown cinesi e altri fattori contingenti, nel 2022 il settore è tornato a sottoperformare a causa della ripresa dell'export dal far East, anche a causa della ridotta capacità di assorbimento del mercato cinese, dell'entrata in esercizio di nuova capacità in Medio Oriente, dell'aumento dei costi del feedstock petrolifero e di quelli energetici di stabilimento indicizzati al gas naturale, nonché di un atteggiamento più cauto dei distributori in relazione alle incertezze macroeconomiche che hanno indotto gli operatori a minimizzare le giacenze di magazzino, aumentando la disponibilità dei prodotti sul mercato. Sulla base di questi trend fondamentali, il management ha rivisto le prospettive di recuperabilità dei valori di bilancio alla luce delle aspettative di minori proiezioni di flussi di cassa futuri con la conseguente rilevazione di svalutazioni per l'ammontare di circa €0,4 miliardi.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

## Rischi connessi al cambiamento climatico

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia globale verso un modello di sviluppo "low carbon", cioè a contenute/zero emissioni nette di gas serra (GHG), attraverso la progressiva sostituzione dei combustibili fossili nel mix energetico con fonti rinnovabili e altri vettori energetici a basso impatto climatico, grazie anche all'impiego su larga scala di tecnologie di abbattimento delle emissioni (es. carbon capture, use and storage). Il cambiamento climatico rappresenta un rischio strategico per Eni.

L'urgenza di agire per mitigare il cambiamento climatico è basata sulle evidenze scientifiche prodotte dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C vs. epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale ambizione richiede un'ac-

celerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Nel corso della COP27 del 2022, è stato inoltre rilevato che, sulla base dei piani di mitigazione e adattamento (NDC) presentati dai Paesi entro settembre 2022, permane un gap emissivo di 20-23 GtCO<sub>2</sub>eq al 2030 rispetto alla traiettoria compatibile con l'obiettivo di limitare l'incremento della temperatura media globale a 1,5°C. Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi al fine di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la spinta della società civile, delle ONG e del sistema finanziario, nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia degli ecosistemi naturali potrebbero determinare nel medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d'idrocarburi da parte delle energie rinnovabili e di altri vettori energetici a zero emissioni ovvero ad emissioni contenute.

A tal proposito, Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, per conseguire l'obiettivo di Neutralità Carbonica al 2050, in linea con gli impegni della comunità internazionale presi in occasione dell'Accordo di Parigi sul clima, cioè il conseguimento di zero emissioni nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. I rischi connessi al cambiamento climatico sono valutati e gestiti da Eni considerando i driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (normativo, legale, scenario di mercato, tecnologico e reputazionale) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico.

**Normativo:** l'adozione di provvedimenti regolatori finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni all'attività estrattiva potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. Gli obiettivi di decarbonizzazione perseguiti dai Paesi potrebbero comportare un'evoluzione normativa e del quadro regolatorio tale da incidere sulla produzione e sul consumo dei combustibili fossili, quali meccanismi di carbon pricing o l'obbligo di produrre/introdurre nel mercato quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon. Attualmente, circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono soggette all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) che prevede a carico dell'impresa l'onere per l'acquisto di quote di emissione a copertura delle emissioni in eccesso rispetto all'assegnazione gratuita di permessi di emissione. Nel 2022, su base operata, a fronte di assegnazioni gratuite di 4,98 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 16,72 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances con un onere di conto economico di circa €950 milioni che rappresenta un significativo aumento rispetto al 2021 (oneri di circa €660 milioni) a causa dell'aumento di circa il 50% delle quotazioni di mercato delle quote di emissione, dovuto alle aspettative di una riduzione del cap sulle emissioni consentite da parte delle Autorità europee, in vista del conseguimento degli obiettivi climatici del Green Deal

europeo. Gli oneri dell'EU ETS potrebbero aumentare per Eni nel medio periodo, anche alla luce del nuovo "Fit for 55 package", pubblicato il 14 luglio 2021, che prevede, tra gli altri, un'ulteriore riduzione dell'allocazione gratuita di quote di emissione e l'inclusione nell'EU ETS anche dei settori building, trasporti su strada, settore marittimo, con entrata in vigore a regime a partire dal 2027. È ipotizzabile che a medio-lungo termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa, sebbene nel breve periodo, l'attuale contesto geopolitico ha contribuito a rallentare l'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing e il rafforzamento di quelli esistenti e, in alcuni casi (es. USA), ad adottare un approccio di incentivazione diretta. L'adozione di provvedimenti finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni dell'attività estrattiva potrebbero determinare l'aumento dei costi operativi e un rischio di riduzione delle prospettive di crescita con conseguenti impatti di breve, medio e lungo termine. Ove ciò si verificasse, potrebbe risultare necessaria una modifica della strategia di decarbonizzazione da parte del Gruppo e possibilmente un'accelerazione del piano di investimenti di decarbonizzazione con il rischio di ritorni inferiori o di maggiori costi, con conseguenti effetti negativi per i risultati economici, il flusso di cassa e le prospettive di Eni.

**Legale:** alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziari nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing". I piani di sviluppo ed operativi, la capital allocation e le strategie aziendali delle società Oil & Gas sono sottoposti a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte della società civile e di vari gruppi di stakeholder che spingono per una più rapida evoluzione del modello di business dei player del settore in coerenza con il percorso di decarbonizzazione, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi rilevanti occorsi in campo legale e di governance societaria nei confronti di grandi compagnie internazionali dell'Oil & Gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato a una compagnia petrolifera internazionale di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti - Scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty-of-care). Negli USA, gli azionisti di minoranza di alcune grandi compagnie petrolifere hanno ottenuto la nomina di alcuni membri del consiglio con orientamenti fortemente ambientalisti o, in un altro caso, l'approvazione di una risoluzione assembleare che, per quanto non vincolante, richiede una significativa riduzione delle emissioni sia dirette sia quelle connesse al consumo dei prodotti. Recentemente, un gruppo di investitori istituzionali ha citato a giudizio presso una corte londinese una grande compagnia petrolifera internazionale lamentando la presunta, inefficace gestione dei rilevanti rischi climatici e di transizione della compagnia da parte del consiglio di amministrazione, che in tale aspetto avrebbe violato il dovere statutario di diligenza dovuta.

Questi eventi dimostrano come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori, soprattutto in campo legale. Il verdetto della corte olandese potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società Oil & Gas in altre giurisdizioni ampliando potenzialmente l'ambito delle responsabilità connesse alle emissioni di gas serra includendo nuove violazioni o fattispecie di reato (i diritti umani, l'ecocidio). Questi rischi si aggiungono a quelli più tradizionali quali per esempio le azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi in alcuni delle quali Eni è parte, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni economici e perdita di reddito potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico.

**Reputazionale:** le compagnie Oil & Gas vengono sempre più percepite da parte delle istituzioni e della società civile tra i responsabili primari del cambiamento climatico. Campagne mediatiche di sensibilizzazione da parte di organizzazioni ambientaliste, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, sono inoltre sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. I piani di lungo termine del settore sono ormai oggetto di crescente scrutinio da parte di investitori che utilizzano in via sistematica rating ESG e benchmark climatici come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento, nell'ottica di allineare i propri portafogli ai target "net zero". Nel corso della COP 26, circa 450 istituzioni finanziarie, hanno annunciato l'impegno di limitare le emissioni di GHG nei loro portafogli di investimento, aderendo alla "Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ)". Ad un anno dal lancio dell'iniziativa, circa la metà delle società hanno fissato un obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030, allineato a scenari 1,5°C e inclusivo delle emissioni finanziate (Scope 3). Queste iniziative del sistema finanziario e delle società di gestione del risparmio dimostrano il rischio emergente di un progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager e delle banche di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende allineati agli obiettivi di Parigi. Recentemente, alcuni grandi banche e istituzioni finanziarie (Lloyds, HSBC, per citare alcuni esempi) hanno annunciato l'intenzione di interrompere da subito il finanziamento diretto di nuovi progetti Oil & Gas, segnalando un trend emergente di accelerazione del disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi. Questo potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore Oil & Gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

**Mercato:** Il panorama energetico mondiale si trova ad affrontare importanti sfide nei prossimi anni, dovendo bilanciare la crescita dei consumi di energia e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Per modellare l'evoluzione del sistema energetico in ragione di tali sfide, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) sviluppa una serie di scenari di riferimento, tra cui lo Stated Policies Scenario (STEPS) e l'Announced Pledges Scenario (APS)<sup>1</sup> e scenari decarbonizzati che identificano, con una logica backcasting<sup>2</sup>, le azioni necessarie al raggiungimento dei principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile (tra cui il pieno accesso all'energia e il contenimento dell'incremento della temperatura media globale). Questi sviluppi potrebbero determinare un declino strutturale della domanda d'idrocarburi nel lungo termine. Nonostante Eni stia da tempo attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio che vede la progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita della produzione di energie rinnovabili e carburanti eco-compatibili, attualmente il business legacy della E&P costituisce ancora la principale fonte di redditività e di generazione di cassa del Gruppo. Qualora la domanda d'idrocarburi per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici si riduca in maniera più rapida rispetto alle nostre aspettative, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

**Tecnologico:** la necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà lo sviluppo tecnologico a basse e zero emissioni di carbonio nel campo della produzione e dello stoccaggio di energia da fonti rinnovabili che potrebbe avere impatti sulla domanda di idrocarburi. Per raggiungere gli obiettivi climatici internazionali sarà inoltre necessario accelerare nello sviluppo di tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, alla produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. L'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione del settore energetico, come delineato dai principali scenari decarbonizzati tra cui il NZE2050 della IEA, che vede circa il 50% delle riduzioni emissive al 2050 correlato a tecnologie attualmente in fase dimostrativa o pilota. Il potenziale fallimento e la conseguente mancata diffusione di una determinata tecnologia a basse emissioni di carbonio, oltre che alla perdita di risorse impiegate, costituisce un rischio significativo per il settore.

**Fisici:** relativi all'intensificarsi di fenomeni meteorologici acuti e cronici nel medio-lungo periodo, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno del surriscaldamento globale. Eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato

e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. Gli asset Eni sono localizzati secondo una distribuzione geografica che non determina concentrazioni significative di rischio. Unica eccezione è rappresentata dall'area del Golfo del Messico, con gli asset esposti al rischio uragani. Gli asset Eni sono comunque progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme e gestiti con procedure di emergenza per garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

## Resilienza della strategia Eni ai rischi climatici

Il management sta attuando una strategia di decarbonizzazione per mitigare l'impatto dei rischi correlati al cambiamento climatico sui risultati e sulle prospettive di crescita del Gruppo. Per approfondimento si rimanda al capitolo "Piano Industriale" e al Paragrafo "Neutralità Carbonica nel Lungo Termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario" (DNF). La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

Come parte delle attività di verifica della congruità dei valori di iscrizione in bilancio delle attività Oil & Gas di Eni, che rappresentano circa il 70% del capitale investito netto, il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili complesse e su orizzonti temporali estesi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi come raccomandato dalla TCFD.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA NZE 2050 nonché un taglio lineare del 10% dei prezzi dello scenario Eni la tenuta del valore di libro del complesso delle CGU del settore E&P. Di seguito gli esiti della sensitivity analysis.

(1) Lo STEPS include tutte le politiche attuate e programmate dai Governi, mentre l'APS considera il raggiungimento nei tempi previsti di tutti gli obiettivi net zero annunciati dai Governi.

(2) Scenario a obiettivo definito.

|                                     | Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza % |                                      | Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2021 |                               |  |
|-------------------------------------|---|--------------------------------------|--|-------------------------------|--|
|                                     | Costi CO <sub>2</sub> deducibili                                    | Costi CO <sub>2</sub> non deducibili | Prezzo Brent (\$/bl)                         | Prezzo gas europeo (\$/mmbtu) | Costo CO <sub>2</sub> (\$/ton)   |
| Scenario Eni                        | >100%   | -                                    | 43   | 5,3                           | Proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry |
| Haircut del 10% prezzi scenario Eni | 80%   | -                                    | 39   | 4,8                           | Proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry |
| Scenario IEA NZE 2050               | 55%   | 49%                                  | 24   | 3,8                           | 250-180 per tonnellata di CO <sub>2</sub> <sup>(a)</sup>               |

(a) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente".

## Rischi connessi alla situazione macroeconomica globale, agli eventi militari e alle conseguenze geopolitiche dell'aggressione militare russa dell'Ucraina

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel 2023 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale o di una possibile recessione con la conseguente riduzione delle aspettative di crescita della domanda di idrocarburi, anche per effetto delle politiche monetarie restrittive da parte delle banche centrali per contrastare la ripresa dell'inflazione che potrebbe comportare un "hard landing" dell'economia, in particolare degli USA, con conseguenze negative sulla domanda petrolifera dovute sia all'effetto diretto dei maggiori tassi d'interesse sulla crescita delle imprese, sia al possibile apprezzamento del dollaro USA che renderebbe più costoso il prezzo del greggio nelle altre valute.

Le tensioni geopolitiche a livello internazionale causate dall'invasione russa dell'Ucraina nonché dall'imposizione di sanzioni di vario ordine nei confronti della Russia e di soggetti russi aumentano i rischi sistemici. Il rischio del prolungarsi della guerra, il rischio di allargamento delle operazioni militari e della crisi geopolitica, nonché gli impatti delle sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Il verificarsi di tali eventi potrebbe innescare un rallentamento del ciclo macroeconomico, una stagnazione o, nel peggiore dei casi, una recessione globale. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, il flusso di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con clausole di take-or-pay con la società russa Gazprom. I volumi di gas naturale approvvigionati dalla Russia hanno coperto il 28% degli acquisti totali di gas naturale effettuati dal Gruppo nel 2022 (40% nel 2021, inclusi i volumi forniti per la rivendita sul mercato turco).

L'UE ha inoltre adottato il piano REPowerEU per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili nei confronti della Rus-

sia il prima possibile e comunque prima del 2030, attraverso una serie articolata di misure e strumenti mirati al risparmio energetico, all'accelerazione della transizione energetica, alla diversificazione delle forniture e a procedure di autorizzazione degli investimenti più snelle.

Il Gruppo è conseguentemente esposto al rischio di eventuali obblighi di cessare il prelievo di gas naturale russo a causa di nuove restrizioni, di un divieto di commercio di gas naturale russo o in vista del raggiungimento degli obiettivi del piano REPowerEU che potrebbero determinare effetti negativi anche significativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Nell'ottica di una progressiva riduzione del volume delle forniture russe approvvigionate dal Gruppo, anche in linea con l'obiettivo dell'Italia e dell'UE, il management di Eni ha pertanto intrapreso diverse iniziative volte ad incrementare e diversificare le forniture di gas naturale verso l'Italia e l'Europa al fine di sostituire completamente, entro il 2025, i volumi di gas naturale importato dalla Russia. Ciononostante, una carenza di forniture di gas naturale derivante da tale riduzione o interruzione di vendita potrebbe comportare, oltre ad un aumento ed un'elevata volatilità dei prezzi del gas naturale (e al conseguente aumento dei prezzi dell'elettricità e di altri beni che i consumatori utilizzano come sostituti del gas naturale), minori opportunità di vendita e una conseguente contrazione delle marginalità del Gruppo, con possibili effetti negativi anche significativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per limitare i rischi connessi agli impegni di vendita in caso di possibili default delle forniture di gas naturale russo, il Gruppo ha ridotto la campagna commerciale in vista del prossimo anno termico in modo da garantire la copertura degli obblighi contrattuali attivi con forniture di gas naturale provenienti da altre fonti, con questo rinunciando a possibili maggiori margini commerciali rispetto alla vendita nel mercato spot delle disponibilità di gas naturale russo con relativo impatto negativo su possibili ulteriori profitti perseguibili.

## Rischi connessi alla volatilità del prezzo delle commodities

L'attività di Eni è esposta al rischio di fluttuazioni del prezzo del petrolio e del gas naturale, dei margini dei prodotti raf-

finati e dei prodotti petrolchimici e del prezzo dell'energia elettrica.

Il Gruppo non copre la propria esposizione alla volatilità dei prezzi delle commodities nell'attività di sviluppo e produzione degli idrocarburi, ad eccezione di particolari condizioni aziendali o di mercato. L'analisi di sensitività per l'anno 2023 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,13 miliardi a fronte di variazioni del Brent di 1 USD/barile rispetto al prezzo pianificato pari a 85 \$/bbl; si precisa che tale analisi di sensitività è ritenuta valida per variazioni di prezzo limitate rispetto a quello di pianificazione. Analogo impatto ha la variazione di 1 \$/mmBTU nel prezzo spot del gas naturale rispetto all'assunzione 2023 di 27,5 \$/mmBTU. Il Gruppo ha stabilito procedure di gestione del rischio e stipula contratti derivati relativi alle commodities per coprire l'esposizione al rischio relativo alle attività commerciali, che deriva dalle diverse formule di indicizzazione tra i prezzi di acquisto e di vendita delle commodities. Tuttavia, la copertura potrebbe non operare come previsto.

In particolare, ove il ricorso a derivati non consentisse di coprire in tutto o in parte il rischio di prezzo a causa (i) di interventi sulla determinazione dei prezzi di vendita da parte delle competenti Autorità regolatrici, (ii) di provvedimenti amministrativi da parte dei governi finalizzati a introdurre un tetto ai prezzi di vendita senza consentire l'adeguamento tempestivo e proporzionale ad eventuali incrementi dei prezzi di approvvigionamento delle materie prime, e/o (iii) di introduzione di componenti tariffarie in capo a soggetti grossisti, rivenditori o importatori che, per via di impedimenti normativi o contrattuali, Eni non sia in grado di trasferire sul prezzo finale di vendita alla propria clientela, la mancata copertura dell'esposizione al rischio prezzo d'acquisto delle materie prime potrebbe determinare una riduzione dei ricavi e dei margini reddituali con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Eni svolge attività di trading sulle commodities per ottimizzare i margini commerciali o per trarre profitto dalle variazioni attese dei prezzi di mercato delle commodities. Sebbene Eni abbia istituito procedure di gestione del rischio per monitorare e controllare tale attività di trading, questa attività comporta elementi di incertezza e Eni è esposto al rischio di subire perdite significative laddove i prezzi delle commodities dovessero variare in modo contrario alle proprie aspettative.

## Rischi di cambio e di tasso d'interesse

Eni è esposto al rischio di variazioni sfavorevoli dei tassi di cambio in quanto il bilancio consolidato di Eni è redatto in Euro, mentre le principali controllate estere, in particolare nel settore Exploration & Production, utilizzano il dollaro statunitense come valuta funzionale. L'analisi di sensitività per l'anno 2023 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,70 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR; al riguardo si precisa che la predetta analisi

di sensitività è stata ritenuta valida per variazioni limitate del tasso di cambio e assumendo un cambio USD/EUR pari a 1,03 nel 2023.

Conseguentemente, sebbene Eni centralizzi la gestione del rischio compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, il Gruppo è esposto ai seguenti rischi connessi alla variazione dei tassi di cambio: (i) il cd. rischio di cambio economico, ovvero il rischio che in caso di apprezzamento dell'Euro – in particolare nei confronti del dollaro USA – (a) i margini delle vendite degli idrocarburi di produzione quotate in dollari da parte delle società controllate aventi il dollaro come valuta funzionale diminuiscano di valore (giacché il Gruppo non adotta strumenti di mitigazione per tale tipologia di rischio) nonché (b) per le società del Gruppo aventi l'Euro come valuta funzionale, l'esposizione al rischio cambio cd. rischio di cambio transattivo relativo ad operazioni denominate in valute diverse dall'Euro, qualora tali operazioni non siano mitigate attraverso opportune azioni di gestione del rischio (derivati o compensazioni tra operazioni di segno opposto); (ii) il cd. rischio di cambio di traduzione, derivante dalla circostanza che Eni nella redazione del bilancio consolidato converta in Euro gli attivi netti delle società con valute funzionali diverse dall'Euro con oscillazioni sul patrimonio netto consolidato e quindi sugli indici di bilancio.

Pertanto, le fluttuazioni dei tassi di cambio potrebbero influenzare negativamente i risultati, l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto consolidato, espressi in Euro nei bilanci del Gruppo.

Il Gruppo è esposto alle variazioni dei tassi d'interesse in proporzione alla quota di indebitamento a tasso variabile.

Maggiori informazioni sul rischio mercato sono fornite nella nota n. 28 al bilancio consolidato.

## Rischi di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire adeguate fonti di finanziamento o che il Gruppo non sia in grado di liquidare le proprie attività sul mercato per far fronte alle esigenze finanziarie di breve termine.

Tale situazione potrebbe avere un impatto negativo sui risultati economici e sui flussi di cassa del Gruppo, in quanto comporterebbe per Eni un aumento degli oneri finanziari per far fronte alle proprie obbligazioni, o nel peggiore degli scenari, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Prolungati periodi di restrizione dei mercati finanziari, ovvero l'impossibilità per Eni di accedere ai mercati finanziari (compresi i casi in cui ciò sia dovuto alla posizione finanziaria di Eni o ai feedback di mercato relativi alle prospettive di Eni), potrebbero determinare l'incorrere da parte del Gruppo in costi di finanziamento significativamente più elevati rispetto al passato o una difficoltà nel reperire liquidità sul mercato e le risorse finanziarie necessarie a finanziare i piani di sviluppo, mettendo quindi a rischio la capacità di Eni di mantenere

programmi di investimento a lungo termine, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

L'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina ha innescato una fase di estrema volatilità nei mercati delle commodity energetiche a causa dei timori di possibili interruzioni nei flussi di export di prodotti russi (quali ad esempio il gas) e delle sanzioni adottate dalla comunità internazionale nei confronti dei settori finanziario ed energetico russi. Tale situazione ha generato la necessità per il Gruppo di ricorrere a maggiori riserve di liquidità in relazione ai maggiori fabbisogni per l'operatività in derivati su commodity che impongono ai trader di costituire presso i commodity exchange o le istituzioni finanziarie controparti, depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti (consegna/ritiro della merce o settlement del differenziale di prezzo).

L'ammontare di tali depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti è correlato al valore delle esposizioni outstanding del Gruppo e quindi al valore dei prezzi delle commodity energetiche; pertanto, in caso di nuove fasi di volatilità e di conseguente aumento delle esposizioni in essere del Gruppo in relazione all'andamento dei prezzi delle commodity energetiche, potrebbe esser richiesto al Gruppo di incrementare l'ammontare dei depositi liquidi a garanzia delle operazioni, in modo da rispettare l'obbligo contrattuale iniziale di copertura degli sbilanci (richiesta di integrazione del margine "margin call").

L'eventuale necessità di incrementare tali depositi potrebbe avere effetti negativi, anche significativi, sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria di Eni e del Gruppo.

## Rischio controparte

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Le controparti potrebbero essere inadempienti all'obbligo di pagare a scadenza le fatture per le forniture di prodotti Eni o altri addebiti da parte del Gruppo nel normale svolgimento delle operazioni. In caso di tali rischi o di situazioni di default delle controparti, il Gruppo incorre in perdite su crediti con impatti negativi sulla generazione di cassa.

L'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale.

Nel settore Exploration & Production, Eni è esposto al rischio di credito a causa della volatilità dello scenario prezzi delle commodity (dovuta alle incertezze concernenti la stabilità della ripresa economica) che si riflette nelle prospettive finanziarie di molti Paesi produttori di petrolio, determinando un impatto negativo sui ricavi petroliferi da tali Paesi. Le difficoltà finanziarie di questi Paesi si sono estese alle compagnie petrolifere statali e altre agenzie nazionali che sono partner del

Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo nei diversi progetti Oil & Gas. L'esposizione di credito maggiore riguarda controparti in Nigeria per €611 milioni al 31 dicembre 2022 (€681 milioni al 31 dicembre 2021), relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei partner della joint venture in progetti petroliferi operati dal Gruppo nei quali il Gruppo anticipa tutti i costi dell'iniziativa e provvede a riaddebitarli, ciascuno per la propria quota, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali mediante il meccanismo della cash call. L'esposizione verso la compagnia di Stato si è normalizzata nel corso del 2022 grazie a una maggiore puntualità nell'adempimento delle cash call. L'esposizione nei confronti di una società petrolifera locale privata è aumentata a causa delle contestazioni avanzate da quest'ultima relative agli ammontari addebitati, comportando la sostanziale sospensione dei pagamenti degli importi dovuti a Eni che sono continuati a maturare. A tal riguardo, sono state avviate le procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

Sono in essere crediti per €566 milioni al 31 dicembre 2022 (€538 milioni al 31 dicembre 2021) relativi al valore recuperabile delle fatture gas scadute nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture della joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol. Nel corso del 2022, a fronte del benessere delle Autorità degli Stati Uniti d'America nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate alcune operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di petrolio di proprietà di PDVSA che hanno consentito di limitare l'incremento dello scaduto.

Un eventuale inasprimento delle difficoltà economiche delle controparti del Gruppo potrebbe avere un impatto negativo su risultati, flussi di cassa e condizioni finanziarie del Gruppo nonché sulla capacità di Eni di adempiere ai propri impegni connessi al Prestito Obbligazionario.

## Rischi connessi alle sanzioni economiche e finanziarie

Il Gruppo svolge la propria attività anche sul piano internazionale e, di conseguenza, è esposto al rischio di violazione di eventuali programmi sanzionatori di natura economica e finanziaria, con possibili conseguenze negative sulla sua attività, sulle sue prospettive nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria. In particolare, ad oggi risultano particolarmente rilevanti i programmi sanzionatori adottati nei confronti del Venezuela e della Russia.

Con riferimento al Venezuela, a partire dal 2019 sono state adottate restrizioni da parte degli Stati Uniti d'America volte a colpire, in particolare, le operazioni nel settore petrolifero locale e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal governo venezuelano, con impatti anche sulle esportazioni di greggio dal Venezuela e sulla possibilità da parte delle compagnie internazionali operanti nel Paese di compensare i crediti vantati nei confronti della società petrolifera di Stato del Venezuela con carichi di greggio.

Per quanto concerne invece la Russia, in seguito all'invasione russa dell'Ucraina, a partire da febbraio 2022 sono state adottate sanzioni particolarmente severe da parte, inter alia, dell'Unione Europea, del Regno Unito e degli Stati Uniti d'America. Nell'ambito di tali sanzioni, e delle relative contromisure adottate dalla Federazione Russa, Eni ha deciso di aderire – in via temporanea e senza pregiudizio ai propri diritti contrattuali – a una nuova procedura di pagamento delle forniture di gas russo, richiesta dal fornitore Gazprom Export in esecuzione delle contromisure legislative russe. L'adesione a tale nuova procedura di pagamento è avvenuta dopo averne valutato la compatibilità con il regime sanzionatorio in essere e dopo aver ottenuto il benestare preventivo delle Autorità italiane, responsabili di verificare il rispetto e l'eventuale applicazione del regime delle sanzioni UE.

Si precisa che Eni ha avviato, in via precauzionale, un arbitrato internazionale ai sensi della legge svedese (conformemente a quanto previsto dai relativi contratti) per chiarire le incertezze derivanti dalla nuova procedura di pagamento nonché la corretta allocazione dei costi e dei rischi.

Si segnala che nel 2022 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito di programmi di sanzioni economiche e finanziarie.

Sebbene le sanzioni siano generalmente volte a colpire l'economia del Paese oggetto del programma sanzionatorio e il Gruppo adotti misure volte a garantire che le proprie attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, non si può escludere che il possibile deterioramento della situazione economica, sociale e politica del singolo Paese sanzionato, il protrarsi dell'applicazione delle sanzioni, la modifica ovvero l'inasprimento delle stesse possano limitare l'operatività del Gruppo, anche in modo significativo, con impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

## Rischi connessi all'utilizzo di fonti di energia alternative e rinnovabili

Il Gruppo è attivo da alcuni anni nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e, nel 2021, Eni ha conferito il ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia" a Plenitude.

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, delle opere civili, delle attività di installazione e di interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Tali elementi potrebbero essere soggetti ad aumenti di prezzi e/o a riduzioni di disponibilità, anche in conseguenza dell'accelerazione dei processi autorizzativi volti alla riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, fenomeno di tendenza negli obiettivi governativi, tra cui quelli italiani.

Un eventuale rilevante incremento di tali costi di sviluppo e realizzazione degli impianti, ovvero una significativa dilatazione dei tempi di reperimento dei principali materiali e componenti potrebbe comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo e, in aggiunta, ove il Gruppo non dovesse essere in grado di realizzare gli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili secondo criteri di economicità, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo, con conseguenti effetti pregiudizievoli sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

In aggiunta a quanto sopra, il business delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

Le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che alla data del presente documento sono state adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Eventuali mutamenti o ridimensionamenti di tali politiche, anche attraverso misure fiscali temporanee o straordinarie, in determinati Paesi potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Con riferimento ad eventuali malfunzionamenti e interruzioni di operatività, benché il Gruppo ritenga di essere dotato di adeguata struttura organizzativa, idonei contratti di manutenzione e coperture assicurative, il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione dei propri impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, causati da eventi sia operativi quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, sia di natura straordinaria quali difetti di fabbricazione dei componenti degli impianti, calamità naturali, eventi catastrofici, attentati terroristici e altri eventi straordinari simili. Il verificarsi di eventi di tale natura, non del tutto prevedibili e/o non completamente evitabili, potrebbe causare un aumento dei costi e una perdita di ricavi, l'insorgenza di potenziali perdite, la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo, nonché avere effetti negativi sulla reputazione del Gruppo.

In merito all'evoluzione tecnologica, il Gruppo deve aggiornare continuamente le proprie tecnologie, anche effettuando, direttamente o in collaborazione con altri enti, attività di ricerca e sviluppo, in quanto il settore delle rinnovabili è caratterizzato dalla necessità di una costante attività di ricerca ed innovazione delle tecnologie utilizzate al fine di mantenere competitivo il costo dell'energia prodotta. Qualora il Gruppo non fosse in grado di acquisire o sviluppare in maniera adeguata le tecnologie disponibili sul mercato, lo stesso potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate

tecnologie ovvero vedere ridotta l'efficienza dei propri impianti e dei propri servizi offerti, con conseguenti possibili effetti negativi sulla reputazione, sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Da ultimo, nel settore delle rinnovabili, in particolare ove l'energia venga generata da fonte eolica e solare, la disponibilità di tali fonti varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti in cui si trovano i relativi impianti. Eventuali condizioni climatiche avverse ovvero non in linea con quelle attese possono comportare una minore produttività e redditività degli impianti del Gruppo. L'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo ovvero, al contrario, un eccesso dei volumi offerti che potrebbe comportare una riduzione, anche significativa, dei prezzi, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

## Rischio paese

Al 31 dicembre 2022, circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente che per varie ragioni sono caratterizzati da un minore grado di stabilità non solo politica, sociale ed economica ma anche normativa rispetto ai Paesi dell'OCSE. Tale instabilità e incertezza anche del quadro legislativo può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture, furti di petrolio dalle pipeline e altre forme di disordine civile e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

I principali rischi connessi all'attività svolta in tali Paesi esteri sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset del Gruppo, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) complessi iter di rilascio/rinnovo di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (vi) sistema di sanzioni irrogate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati Paesi che possono compromettere la capacità di Eni di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto ad un maggiore profilo di rischio in relazione alla propria operatività in Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela attraversa una crisi strutturale economica e finanziaria causata dalla contrazione delle entrate del settore petrolifero che hanno risentito sia della crisi connessa al COVID-19,

sia delle sanzioni USA volte a colpire il settore petrolifero del Paese, il Governo venezuelano e le società di Stato del petrolio. L'outlook finanziario del Paese rappresenta un rischio per il recupero dell'investimento Eni nel progetto Perla, un grande giacimento offshore a gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Gli investimenti e le riserve in altri progetti Eni nel Paese sono stati completamente svalutati in precedenti reporting period a causa dei rischi connessi all'ambiente operativo. Correntemente il capitale investito Eni nel Paese ammonta a circa €1,1 miliardi, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") per le forniture del gas equity del giacimento Perla, la cui recuperabilità è resa difficoltosa dal regime sanzionatorio USA. Alla fine del 2022 l'ammontare dei crediti commerciali vs. PDVSA non è sostanzialmente aumentato rispetto al 2021 in quanto a seguito del comfort sanzioni ottenuto dalle competenti Autorità statunitensi nel maggio 2022, sono stati ottenuti alcuni rimborsi in natura dei crediti in essere mediante assegnazione di carichi di greggio di proprietà PDVSA.

In Nigeria, il Gruppo ha delle esposizioni creditizie a rischio relative al finanziamento dei progetti Oil & Gas del Paese, di cui Eni, in qualità di operatore, sostiene i costi di sviluppo addebitandoli, ciascuno per la propria quota, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali.

Altri rischi paese in Nigeria sono connessi all'ambiente operativo in relazione al fenomeno delle continue sottrazioni di petrolio dalle pipeline che trasportano greggio di proprietà Eni, con conseguenti danneggiamenti alle infrastrutture e sversamenti nel suolo. Inoltre, Eni è parte in un procedimento arbitrale in relazione alla conversione del titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo.

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco totale delle attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata in più riprese in atti di ostilità, scontri armati e tensioni tra le due fazioni che si contendono la guida del Paese, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni Eni. Gli ultimi eventi d'instabilità risalgono alla seconda metà del 2021, con la ripresa della contrapposizione tra il Governo di Unità Nazionale insediato a Tripoli e l'autonominato Governo di Stabilità Nazionale insediato nella parte est del Paese. Ne sono conseguiti atti di ostilità e di guerriglia che hanno portato al blocco quasi totale della produzione petrolifera nella parte est del Paese, alla chiusura dei terminali di esportazione e alla dichiarazione di forza maggiore su alcuni asset partecipati da Eni ad aprile 2022, revocata poi nel mese di luglio 2022 grazie a un accordo tra le parti. Le produzioni offshore (in particolare

Bahr Essalam) e onshore nella zona di Tripoli si sono svolte con continuità. Nel 2022 la produzione equity Eni in Libia è stata di 165 mila boe/giorno. Sebbene la società di Stato libica abbia espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero del Paese anche con sviluppi d'interesse per Eni, come evidenziato dal recente accordo tra Eni e la società di Stato NOC per lo sviluppo del progetto offshore "Strutture A&E", la situazione d'instabilità interna rende l'ambiente operativo imprevedibile ed estremamente volatile. Il management ritiene che la situazione geopolitica libica continui a costituire un fattore di rischio rilevante per Eni. Anche se l'incidenza della produzione della Libia sul totale di Gruppo (attualmente intorno al 10%) è stata ridotta in questi ultimi anni grazie alla strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica, la Libia rimane uno dei principali Paesi Eni in termini di utili e redditività.

L'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza del Gruppo in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni e del Gruppo.

### **Rischi connessi all'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, all'impossibilità di rimpiazzo delle riserve e alle incertezze nelle stime delle riserve di petrolio e di gas naturale e alle riserve non ancora sviluppate**

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario sia nella fase esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità insufficienti d'idrocarburi tali da giustificare lo sfruttamento economico, sia nella fase di sviluppo, in relazione al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali sulla cui base è valutata la redditività dei progetti.

### **Rischi economici**

Il rischio minerario è l'aleatorietà dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la deci-

sione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita del Gruppo, sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dal first oil/gas consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi investimenti per difficoltà della First Party o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni meteorologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. Per il 2023 sono prevedibili strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input. Le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attese in crescita a causa della disciplina finanziaria adottata dal settore dei servizi all'industria, che durante

la crisi del COVID-19 per fronteggiare il calo di commesse da parte del settore cliente ha ridotto in maniera drastica gli investimenti di upgrading e potenziamento della flotta; pertanto le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi. Per quanto riguarda il contenimento della pressione inflazionistica, i progetti per i quali sono stati già assegnati i contratti sono esposti a minori rischi di aumenti di costo, mentre per i progetti in fase di committment la Società adotterà opportune strategie d'acquisto per limitare gli incrementi di costo (ad es. master agreement per massimizzare le economie di volume, indicizzazione degli acquisti a indici pubblici per beneficiare di eventuali inversioni di tendenza nei prezzi delle materie, miglioramento dei meccanismi competitivi delle gare, ecc.).

## Rimpiazzo delle riserve

La redditività futura di Eni dipende dall'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione, alle proiezioni di costi operativi e di sviluppo futuri e ai tempi di sostenimento dei costi. Tali stime dipendono da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, quali: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) le modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso delle riserve; (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Oltre a dipendere dalla produzione, dalle revisioni e dalle nuove scoperte, il rimpiazzo delle riserve del Gruppo è influenzato anche dal meccanismo di attribuzione previsto dai Production Sharing Agreements ("PSA"), in base al quale il Gruppo ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire i costi dallo stesso sostenuti per lo sviluppo e la gestione del giacimento stesso. Sulla base di tali meccanismi contrattuali previsti nei PSA, maggiori sono i prezzi di riferimento del Brent utilizzati per stimare le riserve certe di Eni, minore è il numero di barili necessari per recuperare lo stesso ammontare di costo, e viceversa. La produzione futura di petrolio e gas dipende dalla capacità del Gruppo di accedere a nuove riserve attraverso nuove scoperte, l'applicazione di miglioramenti tecnici, il successo delle attività di sviluppo, le trattative con le compagnie petrolifere nazionali e altri proprietari di riserve note e le acquisizioni.

Il Gruppo potrebbe non ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle riserve prodotte con nuove riserve scoperte o un migliore rendimento da parte dei giacimenti ovvero potrebbe incorrere in insuccessi delle attività di esplorazione o nella mancata

scoperta di ulteriori riserve commerciali con una conseguente riduzione della produzione futura di petrolio e gas naturale, che dipende in larga misura dal tasso di successo dei progetti di esplorazione e dall'efficienza delle attività di sviluppo nel recuperare i volumi inizialmente stimati.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono comportare significati revisioni negative di stima delle riserve certe. Le revisioni negative delle quantità stimate di riserve di Eni potrebbe avere un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

## Rischi operativi

L'attività upstream è esposta a specifici rischi operativi. A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione e al trattamento dei prodotti, l'attività di upstream è esposta ai rischi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali il rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale da un pozzo a seguito di un incidente di pozzo (cd. "blowout"), collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni pozzi e di piattaforme o unità galleggianti di produzione e stoccaggio e altri eventi simili che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2022 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 71%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo ha in essere coperture assicurative per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi e alla proprietà, agli attivi industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, il verificarsi di eventi dannosi di ampie proporzioni, quali l'incidente che si verificò al pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010, non potrebbe se non in minima parte essere coperto dalla capacità assicurativa disponibile sul mercato e comporterebbe a carico del Gruppo il riconoscimento di oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione.

## Rischio operation e connessi rischi in materia di hse

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte

per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare danni significativi. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e

finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

### **Evoluzione della regolamentazione ambientale**

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle

aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi, le nuove linee guida pubblicate il 24 marzo 2021 su una omogenea interpretazione del termine "danno ambientale" ai sensi della direttiva 2004/35/UE, con l'obiettivo di fornire un'interpretazione comune della definizione chiave della disciplina, recepita in Italia con la parte VI del D.Lgs. 152/2006. Inoltre, in riferimento alla tutela penale dell'ambiente, il 15 dicembre, la Commissione ha adottato la proposta di una nuova direttiva per reprimere la criminalità ambientale, in linea con un impegno fondamentale del Green Deal europeo. La proposta intende rendere più efficace la normativa obbligando gli Stati membri ad adottare misure di diritto penale.

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente, Eni ha sempre mantenuto aggiornato ed adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Ambiente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida

per un'efficace prevenzione dei danni all'ambiente in relazione ai vari scenari di rischio applicabili alle organizzazioni. Il 22 giugno 2021 la Commissione europea ha dato il via libera al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano (PNRR) sbloccando i €191,5 miliardi di fondi per la ripresa e la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del Piano, articolato in 6 missioni, vi è la missione 2 che è volta a supportare la realizzazione della transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. In questa missione che si articola in 4 componenti specifiche sono compresi, tra gli altri, interventi per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile, nonché azioni per l'efficientamento energetico e del patrimonio immobiliare e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

A supporto della strategia di decarbonizzazione, è stato svolto un programma di energy assessment che ha coinvolto la maggioranza dei siti upstream, e che proseguirà nel 2023 per le consociate meno energivore, allo scopo di identificare interventi di efficientamento energetico e implementare i sistemi di gestione ISO 50001 ai fini di una futura certificazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2021 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 si sono concluse due consultazioni pubbliche sulle direttive IED e E-PRTR. Il 5 aprile 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva che rivede in senso più restrittivo, aggiorna e modernizza la direttiva 2010/75/UE. Il testo pubblicato in GUUE propone una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di creare migliori sinergie della direttiva con sistema ETS e con le politiche europee in tema di economia circolare e decarbonizzazione. Inoltre, la proposta aggiorna la direttiva IED rispetto alla normativa sulla qualità dell'aria. Entro la fine del 2023 si attende la pubblicazione della nuova direttiva.

Nel 2022 gli sforzi del legislatore europeo si sono focalizzati su diverse proposte normative per rafforzare gli obblighi di disclosure non finanziaria per gli operatori del mercato finanziario, per i consulenti finanziari e per le grandi aziende.

Il 23 febbraio 2022, la Commissione europea ha pubblicato la sua proposta di Direttiva sulla Corporate Sustainability Due Diligence. La futura Direttiva e le relative norme nazionali di trasposizione dovrebbero applicarsi alle grandi (oltre 250 dipendenti) e grandissime imprese (oltre 500 dipendenti) e imporre la creazione di un sistema volto a monitorare, prevenire e mitigare gli impatti negativi sull'ambiente, sulle condizioni di lavoro e sui diritti e libertà individuali sia dell'attività dell'impresa, sia della value chain a monte e a valle (fornitori, distributori, rivenditori, ecc.). Entro la fine del 2023 si attende la conclusione dei negoziati interistituzionali sulla proposta.

La Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) è un'altra iniziativa chiave del Green Deal per l'Europa e si inserisce in un più ampio quadro normativo che prevede obblighi di disclosure non finanziaria. Il 5 gennaio è entrata in vigore la direttiva 2022/2464/UE che aggiorna le norme UE sulle informazioni delle imprese sulla sostenibilità ampliando il campo di applicazione e introducendo obblighi di comunicazione dettagliata, anche in un'ottica di lotta al greenwashing. La CSRD modifica la direttiva 2013/34/UE sulle informazioni di carattere non finanziario delle imprese attraverso l'introduzione di disposizioni ad hoc sulla rendicontazione di sostenibilità delle imprese. I nuovi obblighi si applicheranno progressivamente a partire dal 2024.

L'11 dicembre 2019 Commissione europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Con il D.M. 24 giugno 2022, n. 259, il Ministero della Transizione Ecologica ha approvato la Strategia nazionale per l'economia circolare in attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Tra gli obiettivi indicati nel documento: un nuovo sistema di tracciabilità digitale dei rifiuti, incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie; la revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti al fine di rendere più conveniente il riciclaggio rispetto al conferimento in discarica e all'incenerimento sul territorio nazionale; il diritto al riutilizzo e alla riparazione. Prevista inoltre la riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore e lo sviluppo/aggiornamento dei regolamenti End of Waste (cessazione qualifica di rifiuto). In applicazione delle modifiche normative introdotte dal D.Lgs. 116/2020, che ha recepito la nuova direttiva quadro sui rifiuti, nel 2021 sono intervenute significative variazioni in materia di tracciabilità dei rifiuti.

L'8 marzo 2021 è divenuto operativo il portale Vi.Vi.FIR (Vidimazione Virtuale Formulare), previsto dal nuovo art. 193 del D.Lgs. 152/2006, che consente di produrre formulari rifiuti vidimati digitalmente senza la necessità di recarsi fisicamente presso gli sportelli delle amministrazioni competenti. È stata inoltre avviata la sperimentazione di un prototipo del nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), cui ha preso parte anche Eni e che nel 2022 ha riguardato il nuovo formulario digitale (XFIR); tale nuovo sistema di tracciabilità, che sarà normato da un futuro decreto regolamentare, consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevederà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato. Lo schema del DM RENTRI notificato alla Commissione Europea prevede l'avvio del nuovo sistema dopo 18 mesi dalla pubblicazione e la progressiva adozione delle nuove modalità digitali da parte degli operatori in

funzione dell'attività svolta e, per i produttori di rifiuti, del numero di dipendenti; le regole di dettaglio saranno demandate a decreti direttoriali. A dicembre 2022 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via definitiva un decreto legislativo correttivo del D.Lgs. 116/2020, che apporterà modifiche alla Parte IV del D.Lgs. 152/2006 che regola la disciplina generale dei rifiuti.

La Circolare MiTE del 17/10/2022 ha chiarito le modalità applicative della disciplina sulla classificazione dei rifiuti introdotta dal decreto direttoriale 47/2021 ai sensi dell'art. 184 del D.Lgs. 152/2006.

Sono in vigore dal 14 gennaio 2022 le nuove disposizioni del D.Lgs. 196/2021 sulla plastica monouso in recepimento della direttiva 2019/904/UE. Il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 196 prevede l'uscita dal mercato di determinati prodotti in plastica monouso (e di tutti i prodotti in plastica oxo-degradabile), misure finalizzate alla riduzione del consumo per altre tipologie di prodotti e l'obbligo di marcare alcune tipologie di prodotti (o gli imballaggi) per informare il consumatore sul corretto smaltimento e sul contenuto di plastica nel prodotto.

Dal 30 novembre 2022 è in vigore la norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni in attuazione della Strategia nazionale per l'economia circolare. La norma UNI/TS 11820, "Misurazione della circolarità - Metodi ed indicatori per la misurazione dei processi circolari nelle organizzazioni", definisce un set di indicatori di circolarità (sono 71) applicati a livello meso e micro, atti a valutare il livello di circolarità di una organizzazione o gruppo di organizzazioni. Il 26 ottobre 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di fusione delle due direttive europee sulla qualità dell'aria ambiente finalizzata a migliorare l'attuazione della disciplina e inasprire i livelli consentiti di inquinanti. La proposta legislativa consiste nella revisione della Direttiva Ambient Air Quality (2022/0347), che fonde le precedenti direttive in materia qualità dell'aria ambiente (2008/50/CE e 2004/107/CE). L'obiettivo ultimo è quello di migliorare ulteriormente la qualità dell'aria e di allineare maggiormente le norme dell'UE in materia alle raccomandazioni dell'OMS. Attualmente la proposta è stata trasmessa a Parlamento europeo e Consiglio UE per l'esame secondo la procedura legislativa ordinaria.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.

La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Nel 2021 Eni ha aggiornato lo strumento normativo adottando un'unica metodologia integrata per lo svolgimento delle analisi ambientali e valutazione degli impatti/rischi per l'Ambiente e l'Organizzazione, inclusi quelli di tipo 231. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato e implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito dell'attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

## Rischio idrico

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2023), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i principali rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 2-10 anni. Quest'anno il GRR evidenzia ancor più degli scorsi report l'intensificarsi delle crescenti interconnessioni fra crisi idriche e altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari, portando all'emergere di una potenziale "policrisi", la cui evoluzione sarà strettamente correlata al grado di cooperazione globale e all'impatto del cambiamento climatico e della transizione energetica sull'approvvigionamento di risorse naturali. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts/climate-change/>) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idri-

che e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (improved oil recovery). Sempre nel settore upstream, attraverso lo studio sistematico e di dettaglio dei flussi idrici sono stati individuati e avviati progetti di riduzione dei prelievi di acqua dolce a stress idrico, in particolare in Egitto. Anche nel downstream sono stati avviati progetti per ridurre i prelievi di acqua dolce di alta qualità nei siti top consumer a stress idrico sostituendoli con fonti di minor pregio quali acque reflue e acque da bonifica o attraverso ricicli interni. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2022 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, con la valutazione pari a B, in linea con la media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

## Gestione emergenze e spill

Le emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite principalmente a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli, mezzi e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il suppor-

to da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi tre livelli sono: la gravità dell'evento, l'impatto reale o possibile, la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni. Eni è impegnata, sia all'estero che in Italia, nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che causati da effrazioni. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

L'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms®" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System), che permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m, oltre ad aver favorito la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale.

In Nigeria (Swamp Area) è stato completato il programma di upgrade tecnologico del sistema e-vpms® sulle due trunkline di Kwale - Akri (17km), Ogboinbiri - Tebidaba (32km), con l'installazione di sensori addizionali per rimuovere il rumore di fondo, e sulla trunkline nelle stazioni di Clough Creek a Tebidaba (52 km). Anche in Italia con e-vpms® si è coperta la rete di oleodotti di prodotti finiti (compreso Rho-Malpensa e Pantano-Fiumicino), di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) ed è stata completata la progettazione ed avviata l'installazione sulla linea di grezzo Genova Pegli- Raffineria di Sannazzaro; infine sono stati sviluppati studi di fattibilità per il monitoraggio della linee di trasferimento da due terminali (Venezia, 10 km, e Ortona, 5 km).

La Società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare, si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche) mentre si è concluso Eco Sesam (mappe di sensibilità ambientale a partire da immagini satellitari come parte dell'Oil Spill Contingency Plan).

Per l'esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni) è proseguito il progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks sulle condotte in Val d'Agri ed è in corso lo sviluppo di una metodologia di analisi di rischio quantitativa per le condotte, con un caso pilota.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso

di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle Autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative per le regioni del Caspio e del Mar Nero).

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come, ad esempio, il dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events) disponibile a Gela, un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

## Rischi connessi all'aumento delle imposte sul reddito e delle royalties

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, che tendono a essere più elevate di quelle dovute in molte altre attività commerciali. Il possibile aumento dell'aliquota fiscale marginale nel settore Oil & Gas connesso all'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe rendere più difficile per l'Eni tradurre l'aumento dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Variazioni sfavorevoli dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle sue attività Oil & Gas avrebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa di Eni. Nell'attuale contesto di incertezza finanziaria ed economica, i governi si trovano ad affrontare una maggiore pressione sulle finanze pubbliche, che potrebbe indurli a intervenire sul regime fiscale dell'industria Oil & Gas, compreso il rischio di un aumento della tassazione, di imposte impreviste e persino di nazionalizzazioni ed espropri. A causa della crescente preoccupazione dell'opinione pubblica per l'aumento dei costi dell'energia in relazione all'annuncio di forti profitti per l'anno 2021

e nel 2022 da parte delle società petrolifere, i governi stanno cercando di ridurre i costi energetici per i consumatori e le imprese aumentando la pressione fiscale sulle società petrolifere, anche attraverso l'imposizione di nuove tasse (cd. tasse sugli extra-profitti) o introducendo alcune forme di controllo dei prezzi. L'aumento dei prezzi dell'energia, dovuto a fattori di mercato e ai rischi legati alla situazione tra Russia e Ucraina, ha eroso il potere d'acquisto delle famiglie e aumentato i costi dei fattori produttivi del settore manifatturiero, alimentando le pressioni inflazionistiche.

In Italia, la Legge n. 51, promulgata il 20 maggio 2022, ha istituito un'imposta una tantum sugli extra-profitti delle società energetiche per l'anno fiscale 2022. Tale imposta prevede l'applicazione di un'aliquota del 25% in relazione ad una base imponibile pari all'incremento del (i) saldo tra le operazioni attive e passive risultanti dalle comunicazioni dei dati delle liquidazioni periodiche ("LIPE") per il periodo che va dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al (ii) saldo delle corrispondenti operazioni attive e passive risultanti dalle LIPE per il periodo precedente che va dal 1° ottobre 2020 al 30 aprile 2021. Nel 2022 Eni ha rilevato a conto economico un onere di circa €1,04 miliardi, interamente versato con impatto anche sul flusso di cassa dell'anno.

Nel Regno Unito è stata introdotta un'imposta sui profitti energetici (Energy Profits Levy), in vigore dal 26 maggio 2022, che ha introdotto un'aliquota fiscale temporanea del 25% aggiuntiva all'aliquota d'imposta sulle società che operano nel Regno Unito e nella piattaforma continentale britannica. A seguito di questa imposta, l'aliquota dell'imposta sulle società del Regno Unito che operano nel settore Oil & Gas è stata portata al 65%. L'imposta rimarrà in vigore fino alla normalizzazione dei prezzi degli idrocarburi, e comunque non oltre il 31 dicembre 2025. Nel 2022 Eni ha rilevato un maggior onere d'imposta connesso a tale misura fiscale pari a €165 milioni. La legge di bilancio della UK per il 2023 prevede l'estensione della durata del levy fino al primo trimestre del 2028 e l'applicazione di un'aliquota incrementata di ulteriori 10 punti percentuali, al 35%.

Nel mese di ottobre il Consiglio europeo ha approvato il Reg. 1854/2022 che demanda agli stati membri l'introduzione di un contributo di solidarietà a carico delle imprese operanti nel settore degli idrocarburi al fine di mitigare l'impatto degli elevati costi dei carburanti e dell'energia sulle finanze pubbliche e sui bilanci di famiglie e imprese. In tale ambito, la legge finanziaria 2023 dell'Italia ha introdotto un contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico, tra cui Eni, calcolato applicando un'aliquota del 50% all'imponibile per l'imposta sul reddito delle società di capitali (IRES) per l'esercizio 2022, che eccede un ammontare pari al 110% dell'imponibile medio registrato nei quattro anni precedenti. Considerata la competenza economica 2022, è stato stanziato un onere di circa €1 miliardo che include anche le riserve di rivalutazione. Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo – ivi inclusa l'Italia – potrebbero determi-

nare un incremento, anche significativo delle imposte cui è soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

## Rischi connessi al quadro competitivo nel settore in cui opera il Gruppo

L'attuale contesto competitivo in cui Eni opera è caratterizzato da prezzi e margini volatili delle commodity energetiche, limitata differenziazione dei prodotti e complessi rapporti con le compagnie di Stato e le agenzie nazionali dei Paesi in cui sono ubicate le riserve di idrocarburi per l'ottenimento di diritti di sfruttamento minerario. Poiché i prezzi delle materie prime sono al di fuori del controllo di Eni, la capacità di rimanere competitivo in questo contesto richiede una continua attenzione all'innovazione tecnologica, al raggiungimento e mantenimento di efficienze nei costi operativi, a una gestione efficace delle risorse di capitale e alla capacità di fornire servizi agli acquirenti di energia.

Nel settore Exploration & Production il Gruppo è esposto alla concorrenza di società petrolifere internazionali e compagnie di Stato per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e sviluppo nonché deve essere in grado di sviluppare e di applicare nuove tecnologie per massimizzare l'estrazione di idrocarburi. A causa delle dimensioni inferiori di Eni rispetto ad altre compagnie petrolifere internazionali, il Gruppo potrebbe trovarsi in uno svantaggio competitivo in presenza di progetti su larga scala o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie e potrebbe essere esposto al rischio di ottenere minori risparmi sui costi in un contesto deflazionistico rispetto ai suoi concorrenti più grandi, dato il suo potere di mercato potenzialmente inferiore rispetto ai fornitori, mentre in caso di aumento dei costi dovuti alla carenza di materiali, manodopera e altri fattori produttivi, Eni potrebbe subire maggiori pressioni da parte dei propri fornitori per aumentare il prezzo di beni e servizi rispetto ai principali concorrenti.

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo, sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee

che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. Questi contratti, per la parte di volumi non coperta da contratti di vendita, espongono Eni a un rischio prezzo nel caso di una domanda debole, poiché il Gruppo potrebbe trovarsi nella condizione di vendere a prezzi non remunerati al fine di adempiere l'obbligo di "minimum take" o in alternativa a dover sostenere un'esposizione finanziaria in caso di esercizio dell'opzione "pay". In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay/ship-or-pay e l'associato rischio finanziario. Eni ritiene che il risultato di tali rinegoziazioni sia incerto tanto in relazione ai benefici economici effettivamente ottenibili, quanto in merito alle tempistiche per il loro eventuale riconoscimento. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), nello scenario in cui Eni sia costretta a cessare i prelievi per adempiere a possibili regimi sanzionatori o in vista dell'obiettivo comunitario di cessare ben prima del 2030 la dipendenza dalle forniture d'idrocarburi dalla Russia, considerato che la data di scadenza di tali contratti è ben oltre il 2030, il Gruppo potrebbe sostenere oneri e passività di ammontare incerto, ma che potrebbero essere significativi.

Con riferimento al business del GNL, i relativi risultati sono influenzati principalmente dall'equilibrio globale tra domanda e offerta, considerando il maggiore livello di flessibilità del GNL rispetto al gas erogato tramite gasdotto.

Il business Refining & Marketing di Eni opera in un contesto competitivo sia nella raffinazione sia nel retail marketing dei carburanti. L'attività di raffinazione di Eni è influenzata dall'andamento della domanda europea di carburanti che a sua volta risente della crescente competizione da parte dei veicoli elettrici, dalla disponibilità di capacità di raffinazione e della pressione competitiva da parte degli attori in Medio Oriente, Stati Uniti ed Estremo Oriente. Tali concorrenti possono sfruttare economie di costo e beneficiare di impianti di scala superiore rispetto alle raffinerie Eni, disponibilità di materie prime più economiche e minori spese energetiche.

Il business della Chimica gestito da Versalis è esposto alla forte concorrenza da parte di affermati operatori internazionali e di aziende petrolchimiche statali, in particolare in alcuni segmenti di mercato quali quelli della produzione di prodotti petrolchimici di base (quali il polietilene), dove la domanda è funzione della crescita macroeconomica. Gli operatori in Estremo Oriente e Medio Oriente sono stati in grado di beneficiare di economie di scala grazie a una maggiore dimensione degli impianti, alla disponibilità di materie prime più economiche e alla vicinanza ai mercati finali. L'eccesso di capacità produttiva a livello mondiale con riferimento in particolare alla petrolchimica alimentata da nafta/etano (quella maggiormente "commoditizzata") alimenta la concorrenza in tale settore. Nuova capacità produttiva relativa a mega complessi petrolchimici è attesa nel medio termine entrare in esercizio in Medio Oriente e Cina. Infine, la crescente preoccupazione dell'opinione pub-

blica per i cambiamenti climatici e per l'ambiente potrebbe influenzare negativamente il consumo di plastica monouso in futuro.

Il business della vendita di gas ed energia elettrica al dettaglio (cd. retail) condotto dal Gruppo ha i suoi principali clienti nei mercati di Italia, Francia, Spagna e altri Paesi europei. I clienti includono famiglie, grandi clienti residenziali (ospedali, scuole, edifici della pubblica amministrazione, uffici) e piccole e medie imprese. Il mercato retail è caratterizzato da una forte concorrenza tra le società di vendita che competono principalmente in termini di prezzi e sulla capacità di combinare servizi ad alto valore aggiunto con la fornitura della commodity energetica. L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("ARERA"), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ad uso residenziale e commerciale per i clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa ARERA (cosiddetti clienti tutelati). Più nel dettaglio, i clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Le decisioni dell'ARERA possono limitare la capacità degli operatori del mercato retail del gas, tra cui Plenitude, di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati. Un rischio analogo sussiste anche per gli operatori grossisti, come il business GGP di Eni, anche se in proporzioni minori considerato che il mercato grossista è completamente liberalizzato.

Da ultimo, Eni è impegnato nell'attività di produzione di energia da impianti termoelettrici che viene in gran parte venduta nel mercato all'ingrosso e al gestore della rete nazionale. Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso, i margini di produzione di energia elettrica da impianti a gas hanno registrato una tendenza ribassista negli ultimi anni a causa dell'eccesso di offerta, debole crescita economica e concorrenza. Inoltre i margini sulla produzione di energia termoelettrica sono esposti alla volatilità dei costi del gas naturale e delle "emission allowance" nell'ambito dell'ETS europeo. Tali fattori potrebbero ridurre progressivamente i margini di guadagno nel prossimo futuro.

Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi sopra descritti, che possono aumentare in caso di una ripresa economica più debole del previsto derivante dalle conseguenze della guerra tra Russia e Ucraina o dalla situazione post-pandemica, il Gruppo potrebbe non riuscire a mantenere o aumentare i propri volumi di vendita e di redditività, con effetti negativi sull'attività, sulle prospettive, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

## Rischi connessi a procedimenti giudiziari e arbitrari del Gruppo

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrari anche duraturi, con conseguente impiego di risorse, costi

e spese legali. Per alcuni di questi procedimenti Eni è stata chiamata in causa ai sensi del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Tali oneri non costituiscono a oggi una voce significativa del bilancio consolidato.

Tuttavia, nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima del fondo di bilancio, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non può escludersi che l'esito dei procedimenti in corso alla data di bilancio, nonché degli eventuali ulteriori procedimenti che si dovessero instaurare successivamente in relazione a controversie pendenti con terze parti non risolte in via extragiudiziale, possano avere un esito sfavorevole per il Gruppo, con accoglimento, in tutto o in parte, delle pretese avanzate dalle controparti per un ammontare superiore alle ragionevoli stime operate dal Gruppo - che, in tal caso, si troverebbe a dover far fronte a passività non previste, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non si può escludere che rischi valutati remoti o possibili dal Gruppo possano diventare probabili e determinino adeguamenti al valore dei fondi rischi, o che, in caso di soccombenza in contenziosi per cui i relativi fondi rischi erano ritenuti adeguati, il Gruppo potrebbe subire effetti negativi sulla propria situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria.

Non è possibile escludere che, nel caso in cui la responsabilità amministrativa di Eni fosse concretamente accertata, oltre alla conseguente applicazione delle relative sanzioni, si verificino ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

## Rischi connessi al funzionamento dei sistemi informatici e alla sicurezza informatica

L'operatività del Gruppo dipende anche dai propri sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati e da quelli dei propri consulenti e collaboratori per l'efficiente svolgimento delle proprie attività, compresa la gestione dei rapporti con i clienti e con le controparti. Il Gruppo si avvale anche di un numero significativo di sistemi e di altre tecnologie forniti da soggetti terzi. Tali sistemi possono essere esposti al rischio di malfunzionamenti, interruzioni, virus, accessi non autorizzati da parte di terzi intenzionati ad estrarre o corrompere informazioni e interruzione dei sistemi informatici, determinando errori nell'esecuzione delle operazioni, inefficienze nei processi, ritardi o cancellazione, perdite di clienti, fermi alla produzione o impe-

dimenti alla spedizione di prodotti e altre interruzioni dell'operatività del Gruppo.

Il rischio di Cyber Security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing sono in crescente aumento.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (ad es. sanzioni), dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Oltre all'utilizzo di sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati al fine di supportare le proprie attività, il Gruppo utilizza tali sistemi per raccogliere e archiviare informazioni e dati sulla propria attività, sui propri clienti e sui propri dipendenti. Un accesso non autorizzato ai sistemi informatici del Gruppo che produca l'indisponibilità degli stessi o la perdita di riservatezza o la modifica non autorizzata di dati, potrebbe avere conseguenze significative dal punto di vista reputazionale, operativo, economico ovvero di compliance, ed è soggetto ad una serie di leggi in continua evoluzione su base globale che potrebbero sottoporre il Gruppo a cause legali, multe o altre conseguenze previste dalla normativa di volta in volta applicabile. In aggiunta, il perdurare dell'attuale situazione di guerra tra Russia e Ucraina e altri conflitti potrebbe comportare, tra l'altro, un aumento degli attacchi a sistemi informatici.

In caso di eventi catastrofici, a bassa probabilità di accadimento, che determinino l'indisponibilità completa di uno o più data center in cui risiedono i sistemi informatici di Eni, l'impatto sul business può essere anche significativo. L'impatto massimo è relativo ad eventi catastrofici che coinvolgano il data center on-premise, in cui risiedono, tra gli altri, alcuni dei sistemi critici di Eni.

Qualora dovessero verificarsi malfunzionamenti nei sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati del Gruppo, il Gruppo potrebbe subire impatti sulle proprie attività produttive, oppure potrebbe ritardare i piani di evoluzione dei sistemi e della di-

gitalizzazione dei processi con possibili conseguenze sui costi di tali progetti o sui benefici attesi.

Inoltre, nella misura in cui tali circostanze determinino perdita di dati o la comunicazione di informazioni riservate o proprietarie, il Gruppo potrebbe subire danni di tipo reputazionale nonché incorrere in responsabilità e subire ritardi nelle proprie attività produttive, con possibili conseguenze negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni e del Gruppo nonché sulla capacità di Eni di adempiere ai propri impegni connessi al Prestito Obbligazionario.

## Rischi relativi al quadro legale e normativo

### Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Dato il contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 ARERA ha avviato una serie di indagini per valutare interventi sui prezzi delle commodity a favore dei consumatori, con particolare riferimento al gas. In esito ad una ricognizione effettuata sui contratti di importazione di gas, ARERA con delibera 374/2022/R/GAS ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente CMEM a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva inizialmente fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse

in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021 (il servizio è stato poi assegnato a luglio 2021 tramite gara definita da ARERA con delibera 491/2020/R/eel), mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, era fissata al 1° gennaio 2022.

Con la Legge 21/2021 di conversione del D.L. Milleproroghe 183/2020 è stata ulteriormente modificata la data di superamento del mercato tutelato. In particolare, il termine è stato rinviato dal 2022 al 2023 per i clienti domestici nel mercato del gas naturale, e per le microimprese e i clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica. Dal 1° gennaio 2021 era previsto il superamento della maggior tutela elettrica per le piccole imprese con più di 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio superiore a €2 milioni; ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio con decorrenza 1.7.2021 (dal 1.1.21 al 30.6.21 il servizio è stato assegnato transitoriamente agli esercenti la maggior tutela). Gli assegnatari del servizio sono stati principalmente gli operatori già presenti nel servizio di maggior tutela (tranne per un'area geografica, assegnata ad un operatore di libero mercato) e i risultati della gara hanno evidenziato un allineamento alla remunerazione del servizio di maggior tutela (in 6 aree su 9 la gara si è conclusa con rilancio pari a zero). Il disegno della gara si è mostrato funzionale non tanto alla liberalizzazione quanto alla continuità tariffaria nei confronti dei clienti finali. Con Legge di Bilancio 2022 (L. 233/21) è stato poi introdotto il termine del 10 gennaio 2024: data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità.

Il quadro delineato vedeva quindi il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le micro imprese elettriche al 1° gennaio 2023, prevedendo però la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Con la delibera 491/2021/R/eel ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio a tutele graduali per le microimprese con decorrenza 1.1.2023 (poi slittata al 1.4.2023). ARERA, con una segnalazione a Governo e Parlamento di giugno 2022 ha richiesto ufficialmente lo slittamento della fine della tutela per i clienti domestici gas al 2024. L'8.09.2022 il MiTE ha pubblicato il D.M. su criteri e modalità per il superamento dei regimi di prezzi regolati e sui criteri per assicurare la fornitura di energia elettrica alle microimprese ( $\leq 15$  kW) che, al 1° gennaio 2023 (poi slittato regolatoriamente al 1° aprile), non hanno un fornitore sul mercato libero. Il medesimo D.M. (art. 3 comma 5) ha previsto che alla scadenza del periodo di ero-

gazione del Servizio Tutele Graduali (STG) il cliente che non abbia optato per una offerta da mercato libero, sarà rifornito dal medesimo esercente il STG sulla base della sua offerta di mercato libero più conveniente.

Sul tale contesto si è inserito il D.L. 18 novembre 2022, n. 176 (Aiuti Quater) che ha stabilito all'art. 5 l'ulteriore proroga nel settore del gas naturale:

- rinvio al 10 gennaio 2024 del termine per la rimozione della tutela di prezzo nel settore gas previsto dalla Legge Annuale per la Concorrenza n. 124/2017 (art. 1 comma 59);
- proroga al 10 gennaio 2024 (in luogo del 1° gennaio 2023) del termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili una tariffa agevolata per la fornitura di gas naturale (modifica art. 22, co. 2-bis.1, D.Lgs. 164/2000).

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

In ambito retail gas e luce ARERA, in attuazione della Legge di Bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, aveva definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.

Nei successivi trimestri non sono state previste specifiche indicazioni sulla rateizzazione a favore delle utenze domestiche. Invece, dapprima il D.L. Ucraina ter (n. 21/22) e da ultimo il D.L. Aiuti Quater (n. 176/22) hanno previsto disposizioni in materia di rateizzazione per le imprese con utenze collocate in Italia e ad esse intestate. Attualmente ai sensi del D.L. Aiuti Quater le imprese hanno facoltà di richiedere la rateizzazione

degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e gas naturale per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023. L'adesione al piano di rateizzazione è alternativa alla fruizione di crediti di imposta.

In merito, per il primo trimestre 2023, la Legge di Bilancio 2023 (L. 197/2022) ha confermato i crediti di imposta per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale già previsti nel corso del 2022 (per come sanciti da precedenti decreti "emergenziali") aggiornandone i valori:

- imprese energivore: credito di imposta del 45%;
- imprese gasivore: credito di imposta del 45%;
- imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW, diverse dalle imprese energivore: credito di imposta del 35%;
- imprese non gasivore: credito di imposta del 45%.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata nel 2020 una revisione dei criteri per la determinazione di tali tariffe ed il recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei – la prossima dovrebbe aver luogo a partire dal 2024 nella maggior parte dei Paesi – e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio anche in considerazione dell'attuale contesto di mercato e delle potenziali criticità per la sicurezza dell'approvvigionamento europeo dovute alla guerra Russia-Ucraina, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Inoltre, l'attuale contesto di crisi energetica sta indirizzando i legislatori, a livello europeo e di singolo Paese, verso evoluzioni – seppur temporanee – della normativa e della conseguente regolazione che possono incidere sulle dinamiche dei mercati, con la finalità di contenere i prezzi per i clienti finali e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi di riduzione dei consumi finali, cap ai prezzi dei derivati su prodotti gas all'ingrosso negoziati nei mercati regolamentati, eventuali obblighi di stoccaggio, inasprimento delle regole use-it-or-lose-it sulla capacità di trasporto, obblighi di notifica ex ante alla Commissione Europea di nuovi contratti di approvvigionamento).

Superata la crisi energetica di breve periodo ed i relativi interventi di sicurezza energetica, nel medio termine ci si attende

che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica - in vista degli obiettivi di decarbonizzazione - e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo e, dei successivi e più ambiziosi interventi, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che potranno accompagnare l'evoluzione delle normative europee, in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico wholesale, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna (consegna a partire dal terzo trimestre 2023).

Il rischio legato alla potenziale restituzione della componente variabile a seguito della particolare situazione dei mercati energetici, contrassegnati da prezzi delle commodity elevati e condizionati da forte aleatorietà, è stato mitigato, almeno temporaneamente, dalla delibera emergenziale 83/2022 dell'ARERA che prevede nel periodo di elevata volatilità dei prezzi l'applicazione di uno strike price giornaliero indicizzato al SAP (System Average Price).

Si riduce il rischio che il meccanismo del Capacity Market possa essere revocato a seguito dei ricorsi presentati da alcuni operatori sia a livello italiano, (ricorso amministrativo TAR Lombardia) sia europeo (ricorso al Tribunale dell'Unione Europea). In data 7 settembre 2022 il Tribunale Europeo ha respinto i ricorsi delle due società ricorrenti.

Con riferimento al nuovo impianto peaker di Ravenna, in data 29 gennaio 2021 Terna ha comunicato alle società risultate assegnatarie di capacità nuova non autorizzata con periodo di consegna 2022 e 2023, la possibilità di richiedere una proroga del termine di inizio del periodo di consegna della durata massima di sei mesi, laddove si verificasse un ritardo nella realizzazione degli impianti direttamente riferibile all'emergenza COVID-19.

Si rileva incertezza per il periodo post 2024, i potenziali rischi sono:

- la possibilità di una cancellazione del meccanismo nel lungo periodo a seguito di mancanza di criticità a livello di adeguatezza del sistema elettrico attestata dal Terna per tre anni consecutivi;
- una riduzione del fabbisogno ed una maggior competizione in fase d'asta;
- la possibilità che non si tengano le aste per il 2025 a seguito della valutazione di adeguatezza di Terna successiva alle aste 2024 ed alle previsioni di sviluppo dei sistemi di accumulo a seguito del futuro avvio del mercato degli stoccaggi.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione e di market design a livello europeo e nazionale, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento e la conseguente maggiore competizione con nuove risorse rinnovabili e distribuite) ed interventi emergenziali per compensare il fenomeno del caro energia (cap sulla vendita di energia elettrica, riduzione dei consumi gas ed elettrici, massimizzazione della generazione a carbone). L'applicazione dei prezzi negativi al solo MGP/MI (mantenimento del floor a zero in MSD, confermato anche dal recente DCO 685/22 di ARERA) mitiga la probabilità di accadimento di ore a prezzo negativo.

## Rischi connessi alla salute e sicurezza in materia ambientale

L'attività del Gruppo è soggetta alla normativa italiana, europea e internazionale in materia di tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Benché il Gruppo svolga la propria attività nel rispetto di tali leggi e regolamenti, il rischio di incorrere in incidenti, violazioni di complesse normative e altri oneri imprevedibili, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono connessi alla natura delle attività poste in essere dal Gruppo.

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni

onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria potrebbero essere causati anche nelle day-to-day operations in relazione a modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose o obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare danni significativi all'ambiente e alla salute di dipendenti e delle comunità.

Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali. Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità dei dipendenti, dei contrattisti e di altri collaboratori dell'azienda, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Sussiste tuttavia il rischio di accadimento di incidenti e ulteriori eventi dannosi che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo e sulla reputazione del Gruppo. Inoltre, in caso di violazione di alcune norme relative alla salvaguardia dell'ambiente e della salute dei dipendenti, degli appaltatori e di altri collaboratori del Gruppo e delle comunità, la Società può incorrere in responsabilità in relazione alla violazione colposa o dolosa di norme di legge da parte dei propri dipendenti, di natura penale, civile e amministrativa.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minerometallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono

emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio. Nel 2022 il fondo ambientale che accoglie i futuri oneri che il Gruppo prevede di sostenere in relazione alle bonifiche in corso nei siti italiani dismessi o chiusi è stato incrementato di circa €1,2 miliardi per incorporare la stima dei costi di trattamento acque di falda (TAF) in relazione al nuovo quadro regolatorio che, unitamente alla consolidata base dati ed esperienza di Eni, consente di determinare in modo affidabile i tempi e i futuri costi di esercizio degli impianti.

Ciononostante, non è possibile escludere che il Gruppo possa essere in futuro tenuto a far fronte a obblighi di risarcimento derivanti dalla violazione di normative in materia ambientale, nonché a sostenere investimenti significativi per ottemperare agli obblighi dalle applicabili normative in materia ambientale. A riguardo, le coperture assicurative in essere alla Data del Prospetto Informativo potrebbero non essere sufficienti a far fronte a tutte le richieste di risarcimento danni e/o all'irrogazione delle eventuali sanzioni emesse nei confronti del Gruppo.

Da un punto di vista regolamentare, si evidenzia che le norme a tutela dell'ambiente, tra l'altro, (i) definiscono misure per il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti, (ii) limitano o vietano il gas flaring e il venting e (iii) pre-

scrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Per far fronte a tali esigenze, Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative volte ad assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e a tutelare l'integrità delle persone e dell'ambiente.

Inoltre, il mancato adeguamento alla normativa ambientale (che risulta peraltro in rapida e continua evoluzione) ovvero il mancato adempimento a provvedimenti e imposizioni di adeguamento delle attività svolte, può esporre il Gruppo al rischio di essere ritenuto responsabile civile di eventuali danni e conseguenti richieste di risarcimento. L'eventuale soccombenza in relazione ai procedimenti in corso potrebbe determinare in relazione alla responsabilità amministrativa dell'Ente l'applicazione di sanzioni pecuniarie e/o interdittive, quali l'interdizione dall'esercizio dell'attività, la sospensione o la revoca di autorizzazioni, licenze o concessioni, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, le prospettive, la reputazione nonché la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

### **Rischio connesso all'eventuale mancato rinnovo di autorizzazioni e/o concessioni in scadenza**

Ai fini dello svolgimento delle proprie attività, il Gruppo è tenuto a ottenere e rispettare permessi, licenze e autorizzazioni nazionali e internazionali. Nello specifico, le attività di esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, di raffinazione e di sviluppo di processi di economia circolare, nonché le altre attività svolte dal Gruppo dipendono dall'ottenimento di vari permessi, licenze e autorizzazioni rilasciati da governi nazionali o internazionali; le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati.

Le autorizzazioni, licenze o permessi potrebbero essere soggette a revoche, cancellazioni, ritardi oppure a modifiche con conseguenti impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine di Eni e del Gruppo. Inoltre, in caso di emanazione o entrata in vigore di nuove leggi o adozione di regolamenti in materia di ambiente, salute e sicurezza sui luoghi di lavoro o di modifiche degli orientamenti giurisprudenziali sull'interpretazione o applicazione degli stessi o su altre questioni connesse, potrebbe essere necessaria la richiesta di ulteriori permessi operativi o autorizzazioni.

Laddove le predette autorizzazioni, licenze o permessi venissero revocate, sospese, annullate, modificate o non rinnovate da parte delle competenti Autorità, il Gruppo potrebbe subire limitazioni nell'esercizio della propria attività e nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo, nonché possibili danni di immagine di natura reputazionale in capo al Gruppo, con possibili effetti negativi sull'attività e sulle prospettive del Gruppo, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni e del Gruppo.

### **Rischi connessi alla normativa in materia di protezione dei dati personali**

Il Gruppo è esposto al rischio di violazioni della normativa di riferimento in tema di gestione, trattamento e protezione dei dati personali, con effetti pregiudizievoli sull'attività e sulle prospettive di Eni e del Gruppo.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività, e in particolare con riferimento ai mercati finali in cui il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, il Gruppo si trova infatti a trattare in maniera sostanziale e continuativa dati personali e, pertanto, deve ottemperare alle disposizioni normative e regolamentari di volta in volta applicabili.

In forza delle leggi vigenti in materia di privacy, tutti i soggetti che trattano dati personali sono tenuti al rispetto delle disposizioni applicabili e dei provvedimenti in materia. In caso di violazioni, tali soggetti possono essere chiamati, seppur a vario titolo, a rispondere per le conseguenze derivanti da illecito trattamento dei dati e da ogni altra violazione di legge (quali carente o inidonea informativa e notificazione, violazione delle norme in materia di adozione di misure di sicurezza, false rappresentazioni). Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale di Eni e del Gruppo.

La normativa di riferimento è rappresentata dal Regolamento (UE) n. 2016/679 ("GDPR") che ha introdotto varie modifiche ai processi da adottare per garantire la protezione dei dati personali (tra cui un efficace modello organizzativo privacy, la nuova figura del Responsabile della protezione dei dati (Data Protection Officer – "DPO"), obblighi di comunicazione di particolari violazioni dei dati, la portabilità dei dati), aumentando il livello di tutela delle persone fisiche e inasprendo, tra l'altro, le sanzioni applicabili al titolare e all'eventuale responsabile del trattamento dei dati, in caso di violazioni delle previsioni del regolamento. Alla Data del Prospetto Informativo la Società ha provveduto alla nomina del DPO e adeguato il proprio sistema di gestione dei dati personali agli adempimenti richiesti dal GDPR.

Alla luce di quanto precede, nonostante i presidi adottati, Eni e il Gruppo sono esposti al rischio derivante dalla potenziale violazione della disciplina vigente in ragione della sottrazione, divulgazione, perdita o il trattamento per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela, dei dati personali anche ad opera di soggetti non autorizzati (sia terzi sia dipendenti del Gruppo).

Pertanto, qualora la Società non fosse in grado di attuare i presidi e gli adempimenti in materia privacy, conformemente a quanto prescritto dal GDPR e dalla ulteriore normativa anche regolamentare applicabile concernente la protezione dei dati personali, inclusi i provvedimenti emanati dall'Autorità Garante per la Protezione dei Dati di volta in volta applicabili, il Gruppo sarebbe esposto a un rischio sanzionatorio nonché a un rischio di perdita di clienti attuali e futuri, con conseguenti possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale, finanziaria e sulla reputazione e le prospettive del Gruppo.

Nel caso in cui venisse accertata una responsabilità del Gruppo per eventuali casi di violazione di dati personali e delle leggi poste a loro tutela, ciò potrebbe dare luogo a richieste di risarcimento danni nonché all'erogazione di sanzioni amministrative, con possibili effetti negativi significativi sull'immagine del Gruppo, sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Non è possibile escludere che, in futuro, le procedure e le misure adottate dal Gruppo si rivelino inadeguate, non conformi e che non siano tempestivamente o correttamente implementate da parte dei dipendenti e collaboratori (anche a causa della continua evoluzione della normativa e delle procedure stesse) e, pertanto, che i dati possano essere danneggiati o perduti, oppure sottratti, divulgati o trattati per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela.

### **Rischi connessi alla violazione di norme anti-corruzione vigenti nei Paesi in cui il Gruppo svolge la propria attività**

Eni, operando in diversi Paesi del mondo, è tenuto ad agire nel rispetto delle leggi anticorruzione applicabili a livello nazionale e internazionale. Nonostante il Gruppo abbia adottato un sistema di controllo interno, procedure e un codice etico per prevenire la commissione di reati corruttivi da parte dei propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e i codici anticorruzione internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anti-corruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni.

# Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia ai capitoli: Strategia, Commento ai risultati economico-finanziari e Fattori di rischio.

# Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2022 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2022 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI) come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Per la DNF 2022 sono entrati in vigore i nuovi standard GRI, sia gli Universal Standard, ossia quelli richiesti a tutte le aziende, a prescindere dai risultati dell'analisi di materialità, sia quelli specifici per il settore Oil & Gas. Inoltre, la DNF, dallo scorso anno, include gli obblighi informativi a carico delle società quotate, previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 relativi alle attività economiche e agli attivi idonei ai fini del conseguimento degli obiettivi del Regolamento di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività. La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2022. Anche nella DNF 2022 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum<sup>2</sup> (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020. In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2022 di Eni for includerà un report dedicato ai diritti umani (Eni for - Human Rights<sup>3</sup>). Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal D.Lgs. 254/2016, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".

(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel content index in una colonna dedicata.

(3) L'aggiornamento del report Eni for - Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.

**AMBITI DEL D.LGS. 254/2016**

**MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE**

**POLITICHE PRATICATE**

**MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI**

**INDICATORI DI PRESTAZIONE**

**RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO**

- **DNF** - Modelli di gestione e organizzazione, pagg. 168-169; Temi materiali di sostenibilità, pagg. 228-229; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171;
- **RFA** - Modello di business, pagg. 8-9; Attività di stakeholder engagement, pagg. 16-17; Strategia, pagg. 18-23; Governance, pagg. 30-41
- **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile e dialogo con gli stakeholder; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231.

- **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 24-29;
- Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160

- **RFA** - Eni in sintesi, pagg. 10-15
- **DNF** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050**

**CAMBIAMENTO CLIMATICO**  
Art. 3.2, commi a) e b)

- **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 174-180
- **RFA** - Strategia, pagg. 18-23
- **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile e dialogo con gli stakeholder.

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 24-29;
- Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 174-180; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**PERSONE**  
Art. 3.2, commi c) e d)

- **RFA** - Governance, pagg. 30-41
- **DNF** - Persone (la cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone, formazione, relazioni industriali, welfare aziendale e worklife balance, salute), pagg. 181-187; Sicurezza, pagg. 188-190

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Persone, pagg. 181-187; Sicurezza, pagg. 188-190; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171
- **RR** - Sommario

**RISPETTO PER L'AMBIENTE**  
Art. 3.2, commi a), b) e c)

- **DNF** - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, aria, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 190-196

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA**
  - Risk Management Integrato, pagg. 24-29;
  - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 190-196 ; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**DIRITTI UMANI**  
Art. 3.2, comma e)

- **DNF** - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 196-199
- **RCG** - Approccio responsabile e sostenibile e dialogo con gli stakeholder.

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Diritti Umani, pagg. 196-199; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**FORNITORI**  
Art. 3.1, comma c)

- **DNF** - Diritti Umani, pagg. 196-199; Fornitori, pagg. 200-201

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Diritti Umani, pagg. 196-199; Fornitori, pagg. 200-201; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE**  
Art. 3.2, comma f)

- **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 201-204

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165
- **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione

- **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 201-204; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**ALLEANZE PER LO SVILUPPO**

**COMUNITÀ LOCALI**  
Art. 3.2, comma d)

- **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 205-207

- **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 164-165

- **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 134-160;
- **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 172-173

- **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 205-207; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 170-171

**RFA** Relazione sulla Gestione 2022

**RCG** Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari 2022

**RR** Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2023

○ Sezioni/paragrafi contenenti le informative richieste dal Decreto  
➤ Sezioni/paragrafi cui si rimanda per approfondimenti

## LA MISSION AZIENDALE E L'IMPEGNO PER UNA JUST TRANSITION

La mission di Eni conferma l'impegno per una Just Transition come principale sfida del settore energetico attraverso il bilanciamento della necessità di garantire l'accesso universale all'energia a una crescente popolazione e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico agendo sin da subito su tutte le leve disponibili e accelerando il processo di transizione verso un mix sostenibile che sia allo stesso tempo socialmente equo. Inoltre, la mission si ispira agli "Obiettivi di sviluppo sostenibile" delle Nazioni Unite cui Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa prescindere da essi. L'obiettivo di Eni è quello di raggiungere zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, ossia che tenga in considerazione il diverso livello di sviluppo dei Paesi in cui opera minimizzando le disuguaglianze esistenti. In tal senso, nel 2020 è stata avviata, relativamente ad alcuni casi pilota, la valutazione rispetto agli SDG dei progetti di business, al fine di quantificarne il contributo nel Paese di presenza ed indirizzarne le scelte progettuali. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nel costruire alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo, in linea con quanto emerso nella Terza Conferenza Internazionale sui finanziamenti allo Sviluppo, organizzata dalle Nazioni Unite ad Addis Abeba nel luglio del 2015. Eni è consapevole della rilevanza della dimensione sociale dell'ambizioso percorso tracciato. La transizione energetica è prima di tutto una transizione tecnologica: solo con una forte capacità industriale e innovativa, nonché con la volontà di unire forze e competenze, Eni sarà in grado di attuare la transizione migliorando

al contempo le opportunità per le persone. In questa prospettiva, Eni lavora affinché il processo di decarbonizzazione offra opportunità di conversione delle attività esistenti e di sviluppo di nuove filiere produttive con rilevanti opportunità per i lavoratori, le economie e le comunità dei Paesi in cui l'azienda opera. Allo stesso tempo Eni è impegnata a gestire i potenziali impatti negativi su lavoratori, comunità, consumatori e fornitori che possono essere collegati alla transizione energetica. Questa ambizione richiede necessariamente il coinvolgimento di tutte le parti interessate, in particolare di coloro che possono svolgere un ruolo rilevante nella transizione giusta come i sindacati e i rappresentanti dei lavoratori, le istituzioni, i rappresentanti delle comunità, le organizzazioni del settore. L'approccio sottolineato dalla mission è confermato anche dall'applicazione dal 1° gennaio 2021 del Codice di Corporate Governance 2020, che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società (si veda pagg. 30-41). Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. Inoltre, in adesione al Codice, dallo scorso anno, il CdA ha anche approvato, su proposta della Presidente, d'intesa con l'AD, una politica per il dialogo con gli azionisti che individua i soggetti responsabili della sua gestione e le modalità con cui si svolge su iniziativa degli azionisti o della Società; la politica disciplina, inoltre, l'informativa al Consiglio sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto e le modalità della sua diffusione e aggiornamento.

## PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI, DI INDIRIZZO E MODELLI DI GESTIONE SUI TEMI DEL D.LGS. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una map-

pa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance 2020<sup>4</sup>, sul Modello 231<sup>5</sup>, sui principi SOA<sup>6</sup> e sul CoSO Report<sup>7</sup>.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

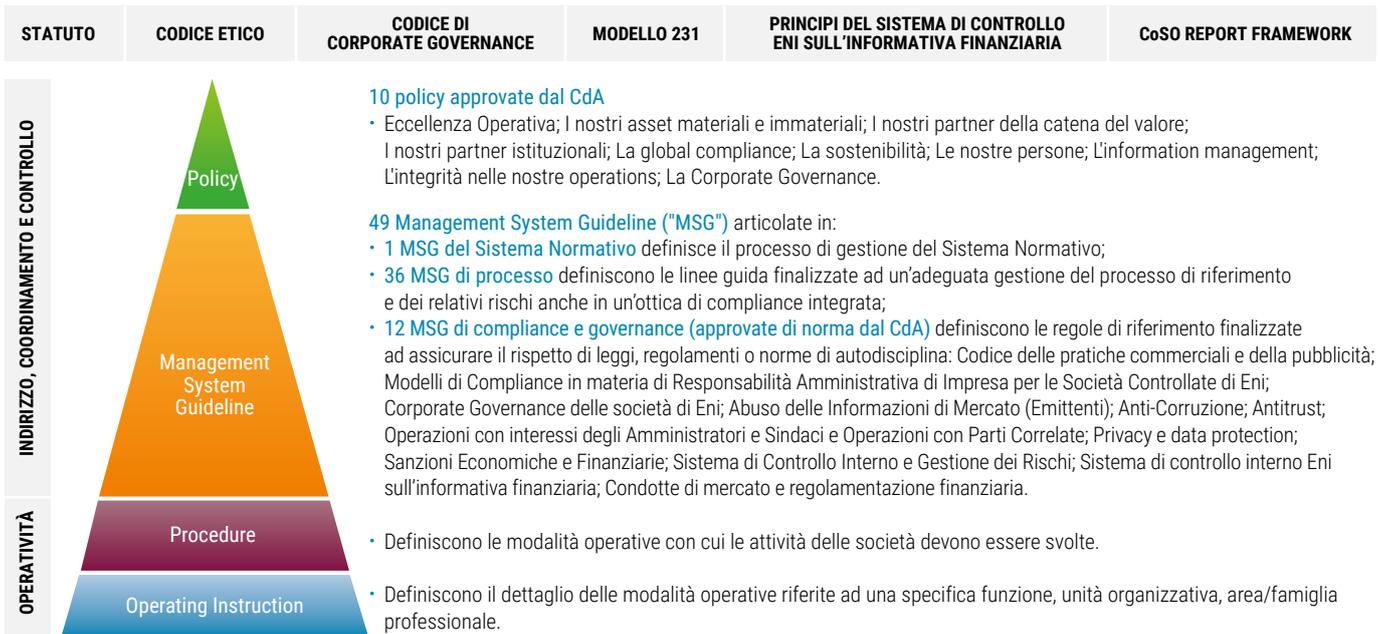
(4) Il 23 dicembre 2020, il CDA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CDA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) Il 18 novembre 2021, il CDA ha approvato una nuova versione del Modello 231 che – adeguando il documento alle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo di Eni – razionalizza e valorizza il sistema di controllo interno e i vari compliance program che lo compongono in coerenza con le recenti best practice in materia. In particolare, anche attraverso un richiamo espresso alla DNF, tra i sistemi che trovano una ulteriore declinazione rafforzativa vi sono quelli afferenti alle aree del contrasto alla corruzione, alla protezione ambientale e alla sicurezza (temi presenti nel D.Lgs. 254/2016).

(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.

(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

**QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO**



- le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa, si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le Management System Guideline ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le Procedure definiscono le modalità operative con cui le attività della Società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamentano l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;
- le Operating Instruction definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse discipline.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.

Nella prima delle due tabelle successive (pagg. 166-167), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. 168-169) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro interfunzionali.

Infine, nel corso del 2022, in ottica di miglioramento continuo, e per accompagnare la strategia di transizione della Società, è stata avviata un'iniziativa per verificare, anche attraverso l'analisi di best practice di mercato, eventuali azioni di miglioramento dell'attuale Sistema Normativo di Eni in termini di strumenti e processo di gestione. Il 26 gennaio 2023 il CdA ha aggiornato le linee fondamentali della Policy Sistema Normativo, in linea con le esigenze operative e di governo della nuova strategia che ha richiesto un'evoluzione dell'architettura del Sistema Normativo che porterà a: (i) strumenti normativi più fruibili; (ii) processi decisionali e operativi più snelli e (iii) maggior consapevolezza del Management nell'individuazione dei rischi e delle azioni per la loro mitigazione.

## POLICY E POSIZIONI PUBBLICHE DI ENI SULLE TEMATICHE DEL D.LGS. 254/2016



### CAMBIAMENTO CLIMATICO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

**OBIETTIVO:** Contrastare il cambiamento climatico

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Piano strategico 2023-26; Eni's responsible engagement on climate change within business association; Posizione di Eni sulle biomasse; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- Decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050 in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi;
- Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder;
- Promozione di un mix energetico a basso impatto carbonico e di un costante impegno nella ricerca e sviluppo;
- Il 100% delle biomasse utilizzate nelle bioraffinerie Eni è certificato secondo schemi volontari EU o sistema italiano di certificazione;
- Assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura;
- Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- Garantire trasparenza nella rendicontazione dei temi connessi al cambiamento climatico.



### PERSONE

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Valorizzare le persone Eni

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Policy Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- Stabilire relazioni lavorative caratterizzate da correttezza, eguaglianza, non discriminazione, attenzione e rispetto per la dignità della persona;
- Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze diverse;
- Riconoscere la collaborazione come elemento fondante per costruire relazioni solide e durature attraverso le quali raggiungere gli obiettivi aziendali;
- Promuovere lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze e credere nella formazione come strumento per l'arricchimento delle persone, per la diffusione dei valori etici e per il rafforzamento di una corporate identity comune;
- Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze differenti;
- Riconoscere alle nostre persone una remunerazione congrua alle responsabilità acquisite e al contributo fornito;
- Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della Società.



### SALUTE E SICUREZZA

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti che lavorano per Eni

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Informare in modo chiaro e trasparente le nostre persone, la collettività e i nostri partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare i rischi e le criticità dei processi e delle attività;
- Diffondere una cultura della salute e della sicurezza che costituisce impegno costante;
- Rispettare i diritti delle persone e delle Comunità locali dei Paesi in cui opera, con particolare riferimento al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale;
- Eni effettua valutazioni dei propri impatti reali e potenziali in materia di salute con l'obiettivo di pianificare specifiche azioni di mitigazione.



### RISPETTO PER L'AMBIENTE

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

**DOCUMENTI PUBBLICI**

"Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"; "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"; "Posizionamento di Eni sull'acqua"; "La posizione Eni sulle biomasse"; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- Includere soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica;
- Impegno a partecipare attivamente al processo di prevenzione dei rischi e salvaguardia dell'ambiente;
- Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente;
- Considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk-based");
- Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, dare priorità alle misure di mitigazione preventive rispetto alle correttive;
- Assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali.



**DIRITTI UMANI**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Rispettare i diritti umani

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Codice Etico di Eni; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Codice di condotta fornitori; Policy "Alaska Indigenous Peoples"; "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro".

**PRINCIPI**

- Assicurare il rispetto dei diritti umani internazionalmente riconosciuti nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e con le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali;
- Sottoporre le proprie attività a un processo di due diligence sul rispetto dei diritti umani. Valutare e monitorare costantemente i propri impatti reali e potenziali e identificare strategie e soluzioni specifiche per migliorare l'efficacia dell'azione di prevenzione e mitigazione;
- Rispettare i diritti delle persone e delle comunità, riconoscendone e valorizzandone le specificità, con particolare riferimento a cultura, stili di vita, istituzioni, legami con la terra d'origine e modelli di sviluppo in linea con gli standard internazionali;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Vietare qualsiasi tipologia di molestia di carattere sessuale comunque realizzata;
- Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni, che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani e rifiutare ogni forma di lavoro forzato e/o minorile;
- Verificare e offrire, anche in collaborazione con altri, rimedi a eventuali impatti negativi causati (o che abbia contribuito a causare).



**FORNITORI**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Codice di condotta fornitori, posizione Eni sui Conflict Minerals; Codice Etico di Eni; Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.

**PRINCIPI**

- Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei nostri fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- Definire e diffondere politiche, standard e regole che orientino l'azione dei fornitori e partner al rispetto dei Diritti Umani e dei principi di sostenibilità di Eni;
- Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- Sostenere la creazione di un luogo di lavoro responsabile, riconoscendo le diversità;
- Contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti;
- Supportare la transizione energetica low carbon salvaguardando l'ambiente e ottimizzando l'uso delle risorse.



**TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO:** Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Management System Guideline "Anti-Corruzione"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy); Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- Vietare qualsiasi forma di corruzione senza alcuna eccezione;
- Garantire sempre la conformità a leggi, norme e regolamenti per la prevenzione della corruzione e del riciclaggio applicabili;
- Effettuare iniziative di sensibilizzazione, comunicazione e formazione periodica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio;
- Garantire la comunicazione relativa alla MSG Anti-corruzione alle Terze Parti a Rischio attraverso la previsione di apposite clausole contrattuali e/o dichiarazioni e promuovere iniziative di formazione e sensibilizzazione ad esse dedicate.



**COMUNITÀ LOCALI**

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

**OBIETTIVO:** Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni; "Alaska Indigenous Peoples".

**PRINCIPI**

- Lavorare insieme alle comunità, alle organizzazioni locali e ai soggetti promotori di sviluppo per favorire una crescita locale autonoma, duratura e sostenibile;
- In ogni nostra attività, fin dalle prime valutazioni di fattibilità, e in collaborazione con le comunità locali, considerare gli aspetti ambientali, sociali, in materia di salute e sicurezza e di rispetto dei Diritti Umani;
- Promuovere forme di consultazione continua e trasparente allo scopo di informare le comunità locali e tener conto delle loro aspettative nelle nostre attività;
- Instaurare relazioni e partnership forti e durature con le comunità in cui operiamo, per costruire un valore condiviso che duri nel tempo.

## MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

### CAMBIAMENTO CLIMATICO

- Assetto organizzativo funzionale al processo di transizione energetica con due Direzioni Generali: Natural Resources, per l'ottimizzazione e la progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream ed Energy Evolution, per l'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici.
- **Funzione centrale** dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico;

### PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali;
- **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze intergenerazionali e interculturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità;
- **Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR;**
- Supporto e **sviluppo delle competenze distintive** necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;
- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;

### SALUTE

- **Sistema di gestione della salute** basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali;
- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;
- **Assistenza ed emergenza sanitaria** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi; attività di preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;

### SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative;
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);

### RISPETTO PER L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment)** in tutti i progetti;
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze** su specifiche tematiche ambientali ed energetiche;
- **Analisi di misura di circolarità sito-specifiche:** mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento;

### DIRITTI UMANI

- **Processo di gestione dei Diritti Umani** regolato da uno strumento normativo interno allineato agli United Nations Guiding Principles (UNGP);
- **Attività interfunzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali;
- **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis)** con un modello di prioritizzazione risk-based dei progetti industriali;

### FORNITORI

- **Programma Sustainable supply chain:** iniziative volte al coinvolgimento dei fornitori Eni, ed in generale delle imprese lungo le filiere industriali, nel percorso di misurazione, definizione di piani di sviluppo e attuazione di azioni di miglioramento del proprio profilo ESG;

### TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

- **Modello 231:** definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori);
- **Compliance Program Anti-Corruzione:** sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione;
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA:** certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016;
- **Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio** collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD;

### COMUNITÀ LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale,** che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme)** in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment)** in tutti i progetti di business;

### INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate;
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);

- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;
  - **Organizzazione della ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto.
- 
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
  - **Nuove iniziative di mobilità internazionale** per favorire una maggiore esposizione al business e **policy dedicata di Mobilità Internazionale** più flessibile e rafforzamento supporti a favore del work-life balance;
  - **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale:** modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business;
  - **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro.
- 
- **Promozione della salute** iniziative di diffusione della cultura della salute identificate a seguito di analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale;
  - **Salute Globale:** iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di valutazione degli impatti sulla Salute - Health Impact Assessment.
- 
- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
  - **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
  - **Metodologia per l'analisi e la gestione del Fattore Umano** nella prevenzione degli incidenti.
- 
- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
  - Sviluppo di una **metodologia unica e integrata** per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche di tipo 231, applicabile in Italia e all'estero;
  - **Environmental Golden Rules:** 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni;
  - Diffusione della cultura ambientale tramite il **programma di engagement dei siti e contrattisti**.
- 
- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità;
  - **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigarne gli impatti;
  - **Piano triennale di formazione e-learning** sulle principali aree di interesse sui diritti umani.
- 
- **Processo di Procurement Sostenibile** che prevede la verifica delle caratteristiche ESG nonché dell'affidabilità tecnico-operativa, etica e reputazionale del fornitore in tutte le fasi del processo di procurement (qualifica, procedimento di gara, assegnazione e gestione del contratto) prevedendo meccanismi premianti e piani d'azione volti a promuovere un percorso di sviluppo sostenibile;
  - **Vendor Development:** funzione dedicata alla definizione di strumenti a supporto del percorso di crescita e trasformazione dei fornitori Eni lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologico digitale".
- 
- **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
  - **Modello di Compliance Integrata:** definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk-based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.
- 
- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
  - **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).
- 
- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali;
  - **Funzioni di Open Innovation** (Open Innovation & Ecosystems Development; Joule, la scuola di Eni per l'Impresa; Eniverse; Eni Next) che operano in maniera sinergica per studiare e supportare il mercato dell'innovazione e sperimentare soluzioni innovative e sostenibili rispondenti ad esigenze di business.

## APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050 attraverso un approccio di "Just Transition", ovvero in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori,

|                                     |   |   |  |
|-------------------------------------|---|---|--|
| <b>NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050</b> | <b>CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO</b>                     |    | Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050.<br>SDG: <b>7 9 12 13 15 17</b>                |
| <b>ECCELLENZA OPERATIVA</b>         | <b>PERSONE</b>  |    | Eni si impegna a sostenere il percorso di "Just Transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità.<br>SDG: <b>3 4 5 8 10</b>   |
|                                     | <b>SALUTE</b>   |    | Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, lavoratori, famiglie e comunità, nei Paesi in cui opera, un requisito e diritto umano fondamentale e ne promuove il benessere psico-fisico e sociale ponendolo al centro dei propri modelli operativi.<br>SDG: <b>2 3 6 8</b>  |
|                                     | <b>SICUREZZA</b>  |  | Eni ritiene che la sicurezza sul lavoro sia un valore essenziale condiviso da dipendenti, appaltatori e stakeholder locali per prevenire gli incidenti e proteggere l'integrità degli asset.<br>SDG: <b>3 8 9 11 14</b>  |
|                                     | <b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b>                                |  | Eni promuove la tutela dell'ambiente e della biodiversità, e la gestione efficiente delle risorse con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione.<br>SDG: <b>3 6 9 11 12 14 15</b>  |
|                                     | <b>DIRITTI UMANI</b>  |  | Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali.<br>SDG: <b>1 2 3 8 10 16</b> |
|                                     | <b>FORNITORI</b>  |  | Eni si impegna a sviluppare la propria supply chain in chiave sostenibile, coinvolgendo e supportando le imprese con strumenti concreti per facilitare il percorso di crescita e miglioramento sulle dimensioni ESG.<br>SDG: <b>3 5 7 8 9 10 12 13 16 17</b>   |
|                                     | <b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b> |  | Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi.<br>SDG: <b>16 17</b>  |
| <b>ALLEANZE PER LO SVILUPPO</b>     | <b>MODELLO DI COOPERAZIONE</b>                                |  | Le alleanze per lo sviluppo rappresentano l'impegno di Eni per una transizione equa con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità.<br>SDG: <b>1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17</b>   |
| <b>TEMI TRASVERSALI</b>             | <b>INNOVAZIONE TECNOLOGICA</b>                                |  | Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business.<br>SDG: <b>7 9 12 13 16</b>  |

la catena di fornitura, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

**PRINCIPALI RISULTATI 2022**

- -33% Net Carbon Footprint UPS e -19% Net Carbon Footprint Eni vs. 2018
- -17% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018
- -3% Net Carbon Intensity vs. 2018

- +0,6 p.p. popolazione femminile vs. 2021
- Tasso di sostituzione donne maggiore di quello di uomini
- +1,2 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2021
- +0,7 p.p. popolazione under 30 vs. 2021

- €72 mln per attività Salute, incluse spese per iniziative di Salute delle Comunità
- 82.700 registrazioni attività di promozione della salute
- 68% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico

- TRIR<sup>(a)</sup> = 0,41; 4 infortuni mortali
- 7 applicazioni della metodologia THEME in sito
- >6K risorse formate sulla Gestione della Sicurezza Operativa

- 90% riutilizzo delle acque dolci
- +29% rifiuti generati da attività produttive vs. 2021
- -35% oil spill operativi vs. 2021

- 2.622 persone formate per il programma triennale relativo a DU
- 100% della famiglia professionale Procurement formata sui DU
- 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- 409 partecipanti al workshop Security & Human Rights in Nigeria

- 52% dei fornitori strategici valutati su percorso sviluppo sostenibile
- ~€4,5 mld di procurato Italia relativo a procedimenti con valutazioni ESG
- Adesione di 15 partner e >10K imprese all'iniziativa Open-es
- €23 mln di mini-bond finanziati dal programma Basket Bond - energia sostenibile

- Superamento audit di ricertificazione ISO 37001:2016
- Erogazione a circa 28K dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa"

- 63K nuovi studenti supportati nell'accesso all'educazione; 128K persone supportate nell'accesso alla tecnologia clean cooking; 7.8K persone supportate nell'accesso alla formazione professionale e sostenute nel potenziamento economico<sup>(b)</sup>; 71K persone sostenute nell'accesso all'acqua potabile; 120K persone sostenute nell'accesso ai servizi sanitari

- 70% della spesa R&D dedicata ad attività di decarbonizzazione

**PRINCIPALI IMPEGNI E TARGET**

- Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035
- Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon Intensity nel 2050

- +3 p.p. vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030
- >1 tasso di sostituzione donne al 2025
- +5 p.p. popolazione under 30 al 2026 vs. 2021
- +7 p.p. al 2030 presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità vs. 2021
- +20% ore di formazione al 2026 vs. 2022

- ~€267 mln per le attività Salute 2023-26
- 80% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico entro il 2026
- Iniziative digitali per il monitoraggio e miglioramento della salubrità degli ambienti di lavoro indoor

- Mantenimento del TRIR <0,40 nel quadriennio 2023-26; 0 infortuni mortali
- Estensione iniziative digitali in ambito sicurezza alle ditte contrattiste e digitalizzazione dei processi HSE
- Applicazione del modello di analisi del Fattore Umano sui siti Eni in Italia e all'estero

- Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico
- Riutilizzo dell'acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni
- Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni a parità di perimetro
- Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale

- 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche
- Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- Aggiornamento dei moduli del programma triennale di formazione su business e DU

- 100% di fornitori strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile entro il 2025
- Procedimenti con valutazione ESG per il 75% del procurato Italia entro il 2023 e per il 50% del procurato estero entro il 2024
- 1.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es entro il 2023

- Erogazione a tutti i dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa"
- Erogazione nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione ai dipendenti a medio e alto rischio
- Mantenimento della certificazione ISO 37001:2016

- Al 2026 assicurare l'accesso a: 62,9K studenti all'educazione; 26,1K persone alla formazione professionale ed al sostegno per il potenziamento economico<sup>(b)</sup>; 97,3K persone all'acqua potabile; 480K persone ai servizi sanitari

- Mantenimento del 70% della spesa R&D su temi relativi alla decarbonizzazione ogni anno per il quadriennio 2023-26

(a) Total Recordable Injury Rate.

(b) I beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l'avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agri-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.

## PRINCIPALI RISCHI ESG E LE RELATIVE AZIONI DI MITIGAZIONE

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica<sup>8</sup>. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti, inclusi quelli di natura ambientale, di salute e sicurezza, sociale, reputazionale che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG, vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale, al Comitato Controllo e Rischi e al CdA. Il rischio Climate Change si conferma tra i principali rischi ("Top Risk"): nell'evoluzione dello scenario internazionale, la strategia di Eni, volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico, mantiene una netta focalizzazione su una transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli stakeholder. Tra le azioni di de-risking: decarbonizzazione Upstream anche attraverso energy efficiency e progetti per la riduzione del flaring; sviluppo di iniziati-

ve Carbon Capture and Storage per i cicli industriali "hard-to-abate"; crescita dei biocarburanti con diversificazione dei feedstock facendo leva sull'integrazione verticale con la filiera agribusiness; sviluppo della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo; crescita del portafoglio clienti e della capacità rinnovabile; iniziative per accelerare lo sviluppo di tecnologie breakthrough orientate alla decarbonizzazione. In termini di evoluzioni del portafoglio rischi, il "rischio biologico" si conferma tra i Top Risk con una riduzione dell'impatto per il progressivo alleggerimento delle misure di contenimento relative alla pandemia, mentre si riscontra, alla luce del contesto internazionale, l'innalzamento del livello di allerta sulla Cyber Security, con un costante monitoraggio per definire con tempestività le azioni atte a mitigare gli scenari di rischio ICT.

Per gli effetti della guerra Russia-Ucraina si rinvia al paragrafo dedicato all'interno della RFA (pag. 140).

Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – Top Risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

## MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

| AMBITI DEL D.LGS. 254/2016 | EVENTO DI RISCHIO                                       | TOP RISK | PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO  |
|----------------------------|---|----------|---|
| RISCHI TRASVERSALI         | • Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo   |          | <b>DNF</b> - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 174-180; Sicurezza, pagg. 188-190; Rispetto per l'ambiente, pagg. 190-196.   |
|                            | • Cyber Security  | ■        | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischio Cyber Security, pagg. 154-155  |
|                            | • Rapporti con gli stakeholder locali                   | ■        | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischio Paese, pagg. 144-145; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 145-146<br><b>DNF</b> - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 205-207 |
|                            | • Instabilità politica e sociale e Global security risk | ■        | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischio Paese, pagg. 144-145   |
|                            | • Rischi connessi alla Corporate Governance             |          | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29;  |

■ Top risk

(8) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. 24-29.

|   | AMBITI DEL D.LGS. 254/2016                              | EVENTO DI RISCHIO  | TOP RISK   | PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO   |   |
|---|---|--|--|--|---|
| NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050  | <b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b><br>Art. 3.2, commi a) e b) | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Rischio Climate Change:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rischi connessi alla transizione energetica</li> <li>- Rischi fisici</li> </ul> </li> </ul>   | ■  | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 146-150; Rischio climate change, pagg. 137-140<br><br><b>DNF</b> - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. 174-180   |   |
|   | ECCELLENZA OPERATIVA                                    | <b>PERSONE</b><br>Art. 3.2, commi c) e d)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Rischio Biologico</b> ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business</li> </ul> | ■  | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 145-146; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 146-150                         |
|   |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi su <b>salute e sicurezza</b> delle persone:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Infortuni a lavoratori e contrattisti</li> <li>- Incidenti di process safety e asset integrity</li> </ul> </li> </ul>                                     | ■  | <b>DNF</b> - Persone, pagg. 181-187, Sicurezza, pagg. 188-190  |   |
|   |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi connessi al <b>portafoglio competenze</b></li> </ul>   |  |  |   |
| <b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b><br>Art. 3.2, commi a), b) e c)                       |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Blow out</b></li> <li>• <b>Incidenti</b> di process safety e asset integrity</li> <li>• <b>Rischio normativo settore energy</b></li> <li>• <b>Permitting</b></li> <li>• <b>Rischi in materia ambientale</b> (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)</li> </ul> | ■ ■ ■ ■ ■  | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 146-150; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 146-150; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. 147-150; Rischio idrico pag. 150; Gestione emergenze e spill pagg. 150-151 |   |
|   |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE</li> </ul>   | ■  | <b>DNF</b> - Rispetto per l'ambiente, pagg. 190-196  |   |
| <b>DIRITTI UMANI</b><br>Art. 3.2, comma e)  |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)</li> </ul>  |  | <b>DNF</b> - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 196-199  |   |
| <b>FORNITORI</b><br>Art. 3.1, comma c)  |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi connessi alle attività di procurement</li> </ul>   |  | <b>DNF</b> - Fornitori (gestione dei rischi), pagg. 200-201  |   |
| <b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b><br>Art. 3.2, comma f) |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi Compliance (antibribery, privacy, etc.)</li> </ul>   |  | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. 153-157; 160<br><br><b>RCG</b> - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi<br><br><b>DNF</b> - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 201-204                           |   |
| ALLEANZE PER LO SVILUPPO  |   | <b>COMUNITÀ</b><br>Art. 3.2, comma d)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rischi connessi al local content</li> </ul>   |  | <b>RFA</b> - Risk Management Integrato, pagg. 24-29; Rischio Paese, pagg. 144-145; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 145-146<br><br><b>DNF</b> - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 205-207 |

## NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Consapevole dell'emergenza climatica in atto, Eni vuole essere parte attiva del percorso di transizione del settore energetico con una strategia di lungo termine che traguarderà la Neutralità Carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board, che Eni ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è quindi strutturata secondo le quattro aree tematiche indicate dalla TCFD: Governance, Risk Management, Strategia e Metriche e Target. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa della strategia climatica di Eni si rimanda ad "Eni for - A just transition" e ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2023.

### Governance

**Ruolo del CdA.** La strategia di decarbonizzazione è parte integrante della strategia d'impresa di Eni e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance, in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA, in particolare, esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico, in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica e a partire dal 2019 esamina ed approva anche il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a delineare e monitorare l'evoluzione dei target di decarbonizzazione e la loro sostenibilità economica e di business su un orizzonte temporale fino al 2050.

Nello svolgimento di tali attività, a partire dal 2014, il CdA di Eni è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS), comitato endoconsiliare istituito su base volontaria, che ha tra gli altri il compito di approfondire, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine, in ottica di transizione energetica e cambiamenti climatici. Nel corso del 2022 il CSS ha approfondito diversi temi connessi al cambiamento climatico tra cui: le attività R&D per la transizione energetica, i sistemi di carbon pricing, le attività agro-feedstock, i carbon offset Nature & Technology Based, il posizionamento di Eni rispetto ai peer in materia di obiettivi e strategie climatiche, i risultati di Eni nei questionari CDP, le risoluzioni sul clima e le disclosure assembleari, i progetti di Carbon Capture and Storage (CCS) e temi correlati alla

Just Transition. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, circa il 90% dei Consiglieri ha espresso il proprio giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio – intese in termini di conoscenze, esperienze e competenze (con particolare riguardo ad attività di consulenza, formazione e pubblicazione in campo energetico e ambientale, partecipazione a organismi governativi e non governativi, nazionali e internazionali, che si occupano di tali tematiche) – e sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di apportare al CdA in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato. La centralità di tali competenze viene altresì ribadita nell'Orientamento agli azionisti sulla composizione ottimale del futuro Consiglio di Amministrazione, nel quale viene sottolineata l'importanza di assicurare che gli amministratori di Eni abbiano una conoscenza delle tematiche relative alla sostenibilità ed al controllo dei rischi climatici e ambientali, agita in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisita in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera la Società.

È riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, sia nel proprio ruolo di indirizzo strategico che nella propria attività di monitoraggio in relazione al percorso di transizione intrapreso. Altrettanto significativo il supporto fornito dai Comitati endoconsiliari, in particolare il Comitato Sostenibilità e Scenari, per mantenere continuità di formazione e confronto su questi temi, che vengono unanimemente visti in crescita prospettica, insieme ai temi di strategia e di business. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico-finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit. Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emissions) della IEA<sup>9</sup> è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. pagine 137-140, par. "Rischio Climate Change"). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

(9) International Energy Agency.

**Ruolo del management.** Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nell'ottimizzazione e progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream, delle iniziative in ambito di Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO<sub>2</sub>, ed Energy Evolution, attiva nell'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte dell'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovrintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario, in linea con quello precedente, prevede specifici obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica che include la produzione di biojet ed economia circolare, con peso complessivo pari al 35%, coerenti con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine, in linea con quello precedente, è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni includendo obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica coerenti con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso complessivo pari al 25% per l'AD e, secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite, per tutto il management aziendale.

## Risk management

Il processo per identificare e valutare i rischi climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni (vedi sezione "Risk Management Integrato" della RFA pagg. 24-29) sviluppato per assicurare che le decisioni prese tengano conto dei rischi in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Il processo assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine, monitorando l'evoluzione dei rischi principali e delle azioni con valenza di de-risking. I rischi, incluso il Climate Change, sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi

considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti, inclusi quelli di natura ambientale, di salute e sicurezza, sociale, reputazionale che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; tali rischi sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando gli aspetti individuati nelle raccomandazioni della TCFD che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico. L'identificazione dei principali rischi di transizione adotta un approccio integrato bottom-up e top-down. Il primo viene applicato durante il risk assessment fino al livello di linea di business e consociata e valuta, mediante interviste coi Risk Owner, i rischi esecutivi relativi alle azioni strategiche di de-risking del Climate Change. L'approccio Top-down coinvolge team multidisciplinari (a copertura degli aspetti normativi, legali, tecnologici, etc.) e identifica, anche in ottica di medio-lungo termine, possibili evoluzioni del contesto. L'analisi tiene conto sia di fonti esterne (ad es. gli scenari IEA) sia di monitoraggi interni. Per quanto riguarda il rischio fisico, Eni ha sviluppato un processo di assessment che include sia i propri asset sia quelli di terze parti che possono avere impatto sull'operatività Eni. Il processo, in costante evoluzione anche sulla base delle risultanze delle prime implementazioni, sulla scorta di dati forniti da data provider specialistici, valuta il rischio inerente degli asset (sulla base della posizione e su un orizzonte temporale di 30 anni) rispetto a 10 rischi identificati (acuti e cronici). Per gli asset esposti viene valutata la forza e l'efficacia delle azioni di mitigazione esistenti, identificando il rischio residuo (per singolo asset). Gli asset che risultano ancora esposti vengono analizzati in maniera più dettagliata nell'ambito del processo di Asset Integrity con una verifica specifica della congruenza tra criteri di progettazione adottati e le condizioni climatiche prospettiche. A conclusione del processo, se necessario, vengono identificate ulteriori azioni di mitigazione da implementare. Si riporta in tabella una sintesi dei principali rischi e opportunità correlati alla transizione individuati da Eni. Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver, incluso rischio fisico, si rimanda alla sezione fattori di Rischio a pagg. 134-160 della RFA.

## RISCHI DI TRANSIZIONE

## OPPORTUNITÀ

SCENARIO  
LOW CARBON

- Incertezza sullo sviluppo dei mercati per nuovi prodotti
- Cambiamento delle preferenze dei consumatori (es. declino della domanda globale di idrocarburi)
- Perdita di risultato e cash flow
- Rischio di "stranded asset"
- Impatti sui ritorni per l'azionista

- Apertura di nuove opportunità di mercato per prodotti low-carbon
- Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon
- Crescita della domanda di idrogeno
- Diversificazione delle materie prime per bioraffinerie e settore chimico e sviluppo di nuovi prodotti
- Sviluppo della CCS

TEMI  
NORMATIVI  
E LEGALI

- Nuovi obblighi normativi che impongono un potenziale incremento dei costi operativi e d'investimento per i business tradizionali
- Nuovi obblighi normativi che impongono una potenziale riduzione della domanda di idrocarburi
- Procedimenti in materia di climate change e greenwashing

- Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon
- Diversificazione delle materie prime per bioraffinerie e settore chimico e sviluppo di nuovi prodotti
- Rivalutazione degli asset in chiave circolare
- Interventi di efficientamento energetico con l'adozione di BAT

EVOLUZIONE  
TECNOLOGICA

- Riduzione della domanda di idrocarburi per via di breakthrough tecnologici
- Redditività e rischi specifici di tecnologie per la transizione

- Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon
- Sviluppo di nuovi prodotti e servizi attraverso R&S e innovazione
- Partnership per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni

## REPUTAZIONE

- Cambiamento delle preferenze dei consumatori
- Deterioramento dell'immagine del settore a fronte di accuse di greenwashing
- Ricadute sull'andamento del titolo
- Calo attrattività per i risparmiatori retail

- Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon
- Ricadute positive sulla percezione degli stakeholder (es. apprezzamento del titolo)
- Posizionamento distintivo di Eni nei benchmark climatici
- Partnership per la decarbonizzazione

## Strategia e obiettivi

Il percorso che porterà Eni alla Neutralità Carbonica nel 2050 si compone di una serie di obiettivi che prevedono prima l'azzeramento delle emissioni nette (Scope 1+2) del business Upstream al 2030 e di tutta Eni al 2035, per poi raggiungere l'azzeramento netto al 2050 di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti:

- Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con target intermedio di -65% @2025 vs. 2018 e Net Zero Carbon Footprint Eni @2035;
- -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035 e -80% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che contribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera al 2050.

Gli obiettivi di decarbonizzazione di Eni si basano su un piano industriale di trasformazione che si realizzerà puntualmente in funzione delle dinamiche di mercato e in linea con l'evoluzione della società e che si basa su soluzioni e tecnologie già disponibili:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio-lungo termine con plateau atteso entro il 2030 e crescita progressiva della componente gas che trapperà il 60% al 2030 e più del 90% dopo il 2040;
- incremento della capacità di raffinazione "bio" a più di 5 milioni di tonnellate entro il 2030, palm oil free da fine 2022 e integrazione verticale con l'Upstream con 700.000 tonnellate di feedstock entro il 2026;
- progressivo incremento della capacità rinnovabile installata di Plenitude con oltre 15 GW entro il 2030, per arrivare a 60 GW al

2050 nell'ambito di una crescita della base clienti a più di 20 milioni nel 2050;

- sviluppo di business per la mobilità sostenibile con più di 30.000 punti di ricarica per veicoli elettrici al 2026 e circa 160.000 al 2050;
- progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici e fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso nei primi anni del 2030;
- sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi, arrivando ad una capacità di stoccaggio di circa 50 MtCO<sub>2</sub> nel 2050 (Eni share).

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti totalmente decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, che raggiungerà il 30% degli investimenti complessivi nel 2026, il 70% nel 2030 e fino all'85% nel 2040. Dopo il 2035, queste attività genereranno un free cash flow positivo e contribuiranno al flusso di cassa di Gruppo per circa il 75% in media nel periodo 2040-2050. La spesa destinata alle attività zero e low carbon sarà pari a €13,8 miliardi<sup>(10)</sup> nel quadriennio 2023-26. Eni si impegna inoltre ad allineare i piani e le decisioni di investimento alla strategia di decarbonizzazione: la quota di spesa dedicata alle attività Oil & Gas sarà gradualmente ridotta e i principali progetti di investimento saranno valutati in coerenza con i target prefissati di abbattimento delle emissioni e con l'impegno a eliminare gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" altamente emissivi come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo. Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2021 l'emissione del primo sustainability-lin-

(10) In tale spesa, a differenza di quanto previsto dal regolamento della Tassonomia UE, sono ricompresi anche gli interventi effettuati in JV, tutte le spese che contribuiscono alla riduzione delle emissioni (ad esempio interventi di efficienza energetica e di abbattimento del flaring di routine) e quanto a supporto dello sviluppo della customer base Plenitude.

ked bond del settore O&G e nel 2022 la sottoscrizione di una linea di credito committed sustainability-linked da €6 miliardi, entrambi legati agli obiettivi di transizione energetica annunciati dall'azienda.

## Metriche e commenti alle performance

Eni è storicamente impegnata nella riduzione delle proprie emissioni GHG dirette ed è stata tra i primi del settore ad aver definito, a partire dal 2016, una serie di obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG. A questi si sono aggiunti nel 2020 gli indicatori contabilizzati su base equity, che fanno riferimento ad una metodologia di contabilizzazione GHG distintiva, che considera tutti i prodotti energetici gestiti dai vari business Eni, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (Scope 1+2+3), secondo un approccio well-to-wheel.

La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti e gli indicatori risultanti sono oggetto di verifica di terza parte nell'ambito del processo di verifica dei dati GHG Eni (si veda Eni for Sustainability Performance 2022 per relazione del revisore e GHG Statement).

Di seguito sono riportate le performance dei principali indicatori equity:

**Net GHG Lifecycle Emissions:** l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in riduzione di circa l'8% rispetto al 2021, guidato principalmente dal calo della produzione Upstream e delle vendite di gas del settore GGP.

**Net Carbon Intensity:** l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2022 è sostanzialmente stabile rispetto al 2021 (-0,4%); l'andamento è influenzato da un lato dall'aumento della produzione di energia rinnovabile (+160% vs. 2021) in parte compensato dalla riduzione delle vendite gas di GGP.

Tali metriche sono integrate da specifici indicatori per il monitoraggio delle emissioni operative:

**Net Carbon Footprint Upstream:** l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in miglioramento dell'11% circa rispetto al 2021 in virtù di un calo delle emissioni correlato ad una minore produzione Upstream e alla compensazione tramite crediti di carbonio, che ammontano nel 2022 a 3 MtCO<sub>2</sub>eq. I crediti sono legati a progetti Natural Climate Solutions (NCS), di contrasto alla deforestazione.

**Net Carbon Footprint Eni:** l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 dalle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in miglioramento di circa l'11% in virtù di un calo delle emissioni correlato ai business Upstream e Power e alla compensazione tramite crediti di carbonio, che ammontano nel 2022 a 3 MtCO<sub>2</sub>eq.

Le emissioni **indirette GHG Scope 3** vengono contabilizzate in accordo alle linee guida IPIECA, che prevedono un'analisi per attività. Tra queste, le emissioni GHG legate al consumo finale dei prodotti venduti (cd. Scope 3, categoria end-use) costituiscono il contributo più rilevante, e vengono calcolate sulla base della produzione upstream in quota equity. Queste emissioni rappresentano una quota delle emissioni Scope 3 end-use considerate negli indicatori Net GHG Lifecycle Emissions e Net Carbon Intensity, in particolare rappresentano le emissioni dai consumatori finali dalla filiera upstream Eni. Nel 2022 sono diminuite del 7% rispetto al 2021 per effetto della riduzione delle produzioni di idrocarburi vendute dal business Upstream. Per le altre categorie di emissioni Scope 3, l'andamento è sostanzialmente costante nel periodo 2016-2022.

Con riferimento specifico agli asset operati, si riporta di seguito una sintesi dell'andamento degli indicatori principali, contabilizzati al 100% secondo il criterio dell'operatore.

Complessivamente, **le emissioni dirette di GHG Scope 1 derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2022 sono state pari a 39,4 mln di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. in lieve riduzione rispetto al 2021, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business upstream, power e chimica, parzialmente compensato da un aumento nel settore trasporto e liquefazione gas. Le emissioni indirette GHG Scope 2, nel 2022 sono diminuite del 3% circa rispetto al 2021, anche in virtù di minori consumi del settore Chimica (nuovo assetto impianto Porto Marghera). Tali emissioni sono legate agli acquisti di energia da terzi e destinata al consumo degli asset operati e per Eni sono marginali in quanto la generazione elettrica avviene prevalentemente tramite proprie installazioni.

Gli interventi di efficienza energetica effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di circa 422 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (circa 84%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 1 milione di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO<sub>2</sub> derivante da progetti di energy saving ammonta a circa 1,1 milioni di ton di CO<sub>2</sub>eq. Nel 2022 i consumi di fonti primarie di Eni sono diminuiti anche in relazione ai minori livelli produttivi rispetto al 2021. L'energia totale consumata è stata pari a 517 milioni di GJ, di cui upstream 226 milioni di GJ, Power 161 milioni di GJ, R&M 60 milioni di GJ e Chimica 55 milioni di GJ.

Per quanto riguarda gli **asset operati upstream**, la riduzione complessiva a fine 2022 dell'indice operato di intensità emissiva Scope 1 rispetto al 2014 è di circa il 23%, leggermente in ritardo rispetto a quanto previsto principalmente a causa dell'epidemia COVID e di fattori locali in Libia. I progetti di flaring down e CCS in Libia sono in fase di sanzionamento e si valuterà il loro impatto sulla data di raggiungimento del target. Rispetto al 2021 l'indice risulta in leggero aumento principalmente per l'uscita di Vår Energy dal dominio operato.

I volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine si sono ridotti nel 2022 di circa il 9% rispetto al 2021, principalmente per gli interventi di efficientamento e flaring down in Egitto e in Nigeria. Anche le emissioni fuggitive sono in riduzione grazie alle campagne LDAR (Leak Detection And Repair) svolte con cadenza periodica con riduzione delle emissioni pari a circa 50 ktCO<sub>2</sub>e<sub>q</sub> rispetto al 2021. L'intensità emissiva di metano è in miglioramento e pari a 0,08%, in linea con l'impegno di mantenimento al di sotto del 0,2%.

Il business delle rinnovabili nel 2022 ha raggiunto una capacità installata da fonti rinnovabili di 2,3 GW (raddoppiando il risultato del 2021). Tale crescita è stata ottenuta grazie allo sviluppo organico di progetti negli Stati Uniti (Brazoria, Texas), in Spagna (Cerillares) e in Kazakhstan (Badamsha 2), nonché alle recenti acquisizioni in Europa (Gruppo PLT e Fortore Energia in Italia e Cuevas in Spagna) e negli Stati Uniti (Corazon, Texas). La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 2,8 TWh (più che raddoppiando il risultato del 2021), grazie al contributo degli asset in operation sia sviluppati organicamente che acquisiti.

Rispetto al 2021 la produzione di biocarburanti è in flessione a causa di alcune fermate presso la bioraffineria di Gela; in crescita le produzioni a Venezia. Per il 2022 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €164 milioni, di cui circa €114 milioni destinati al percorso di riduzione dell'impronta carbonica dei processi, economia circolare, sfruttamento energie rinnovabili e fusione a confinamento magnetico. Tale spesa include, in particolare, alle tematiche di bioraffinazione, chimica e produzione di energia da fonti rinnovabili (incluse le biomasse), stoccaggio energetico, cattura, trasporto, stoccaggio e riutilizzo della CO<sub>2</sub>, riduzione dell'impronta carbonica dei processi, valorizzazione del gas in ottica di produzione di idrogeno blu, produzione di idrogeno verde.

**Disclosure climatica** – La trasparenza nella rendicontazione

connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2022, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore sia alla media globale (C) che di settore, che si attesta sullo score B<sup>11</sup>. Nello stesso anno, la ricerca di Carbon Tracker<sup>12</sup> sulle Integrated Energy Companies (IEC) ha collocato Eni prima tra i peer grazie alla completezza della metodologia emissiva GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro emissivo esteso a tutta la compagnia. Anche il recente Net Zero Company Benchmark della coalizione di investitori CA100+<sup>13</sup> ha segnalato Eni, per il secondo anno consecutivo, come una delle società più allineate ai requisiti del Net Zero Company Benchmark di CA100+ in termini di target di riduzione delle emissioni GHG, governance e disclosure climatica. La valutazione di CA100+ rappresenta uno dei principali riferimenti per il dialogo con gli investitori sui temi correlati alla strategia climatica.

**Impegno nelle partnership** – Le partnership sono uno dei driver strategici del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da tempo collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica, consentendo di valorizzare e generare conoscenze, condividere best practice e sostenere iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni sostiene e condivide in maniera chiara e trasparente il proprio posizionamento sui principi ritenuti essenziali nella difesa del clima, avendo pubblicato, nel 2020, le proprie linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici all'interno delle associazioni di cui fa parte<sup>14</sup>. L'allineamento tra il posizionamento di Eni e delle associazioni di business cui partecipa viene inoltre valutato periodicamente attraverso "l'Assessment of industry association's climate policy positions"<sup>14</sup>. Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, "l'Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI) riveste un ruolo chiave per l'accelerazione della risposta del settore Oil & Gas alle sfide poste dal cambiamento climatico. Costituita nel 2014 da 5 società, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società Oil & Gas, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Gli AD delle società partecipanti siedono in prima persona nello Steering Committee dell'iniziativa.

(11) In una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo).

(12) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sulle aziende carbon intensive e sui mercati finanziari.

(13) Climate Action 100+ è la più importante iniziativa di shareholder engagement sui temi del climate change che conta ad oggi circa 700 investitori.

(14) Le linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici nelle associazioni di categoria sono consultabili su Eni.com:

<https://www.eni.com/assets/documents/investor/2020/eng/Assessment-of-industry-associations-climate-policy-positions.pdf>

INDICATORI RELATIVI AI PRINCIPALI TARGET<sup>15</sup>

|   |  | 2022  | 2021  | 2020 | Obiettivo                    |
|---|--|-------|-------|------|------------------------------|
| Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2)               | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.) | 9,9   | 11,0  | 11,4 | UPS Net zero @2030           |
| Net Carbon Footprint Eni (Scope1+2)                     |  | 29,9  | 33,6  | 33,0 | ENI Net zero @2035           |
| Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)               |  | 419   | 456   | 439  | Net zero @2050               |
| Crediti di carbonio                                     |  | 3     | 2     | 1,5  | < 25 @2050                   |
| Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)                      | (gCO <sub>2</sub> eq./MJ)                      | 66    | 67    | 68   | Net zero @2050               |
| Capacità installata da fonti rinnovabili <sup>(a)</sup> | MW   | 2.256 | 1.188 | 351  | 15 GW @2030                  |
| Capacità di bioraffinazione                             | (milioni di tonnellate/anno)                   | 1,1   | 1,1   | 1,1  | >5 mln tonnellate/anno @2030 |

(a) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |  | 2022   |  | 2021   | 2020   |
|--|--|--------|--|--------|--------|
|  |  | Totale | di cui società consolidate integralmente | Totale | Totale |
| <b>EMISSIONI GHG</b>   |  |        |  |        |        |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)   | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)             | 39,39  | 23,81                                    | 40,08  | 37,76  |
| <i>di cui: CO<sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo</i>   |  | 29,77  | 20,51                                    | 30,58  | 29,70  |
| <i>di cui: CO<sub>2</sub> equivalente da flaring<sup>(a)</sup></i>   |  | 6,71   | 2,64                                     | 7,14   | 6,13   |
| <i>di cui: CO<sub>2</sub> equivalente da venting</i>   |  | 2,72   | 0,55                                     | 2,12   | 1,64   |
| <i>di cui: CO<sub>2</sub> equivalente da emissioni fuggitive di metano</i>                                       |  | 0,20   | 0,11                                     | 0,24   | 0,29   |
| Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)   | (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia boe)           | 32,67  | 49,10                                    | 31,95  | 31,64  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)                       |  | 20,64  | 23,54                                    | 20,19  | 19,98  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)                             | (gCO <sub>2</sub> eq./kWh <sub>eq</sub> )                  | 392,9  | 393,4                                    | 379,6  | 391,4  |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie | (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di tonnellate) | 233    | 233                                      | 228    | 248    |
| Emissioni dirette di metano (Scope 1)  | (migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )               | 49,6   | 26,4                                     | 54,5   | 55,9   |
| <i>di cui: fuggitive upstream</i>  |  | 7,2    | 3,6                                      | 9,2    | 11,2   |
| Intensità emissiva di metano upstream  | (%)  | 0,08   | n.a.                                     | 0,09   | 0,09   |
| Volume di idrocarburi inviati a flaring  | (miliardi di Sm <sup>3</sup> )                             | 2,1    | n.a.                                     | 2,2    | 1,8    |
| <i>di cui: di routine Upstream</i>   |  | 1,1    | n.a.                                     | 1,2    | 1,0    |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 2)   | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)             | 0,79   | 0,55                                     | 0,81   | 0,73   |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti <sup>(b)</sup>                              |  | 164    | n.a.                                     | 176    | 185    |
| <b>ENERGIA</b>   |  |        |  |        |        |
| Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili <sup>(c)</sup>   | (GWh)  | 2.836  | 2.249                                    | 1.166  | 393    |
| Consumo di fonti primarie  | (milioni di GJ)  | 498,2  | 359,7                                    | 529,1  | 515,3  |
| <i>di cui: gas naturale/fuel gas</i>   |  | 395,1  | 260,7                                    | 429,0  | 421,9  |
| <i>di cui: altre fonti primarie</i>  |  | 103,1  | 99,0                                     | 100,1  | 93,4   |
| Energia primaria acquistata da altre società   |  | 17,6   | 14,1                                     | 21,7   | 20,2   |
| <i>di cui: energia elettrica</i>   |  | 15,0   | 11,6                                     | 18,3   | 16,9   |
| <i>di cui: altre fonti<sup>(d)</sup></i>   |  | 2,6    | 2,5                                      | 3,4    | 3,3    |
| Consumo di idrogeno  |  | 1,3    | 1,3                                      | 1,7    | 1,8    |

(15) Indicatori contabilizzati su base equity.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|   | 2022                         |  | 2021   | 2020   |
|---|------------------------------|--|--------|--------|
|   | Totale                       | di cui società consolidate integralmente | Totale | Totale |
| Consumo totale di energia   | 517,1                        | 374,4                                    | 552,5  | 537,3  |
| Consumo di energia da fonti rinnovabili   | 5,1                          | 5,1                                      | 1,5    | 0,9    |
| <i>di cui: energia elettrica da fotovoltaico</i>  | 4,0                          | 4,0                                      | 0,6    | 0,7    |
| <i>di cui: biomasse</i>   | 1,1                          | 1,1                                      | 0,9    | 0,2    |
| Export di energia elettrica ad altre società  | 177,8                        | 157,8                                    | 183,0  | 167,7  |
| Export di calore e vapore ad altre società  | 5,7                          | 5,2                                      | 5,4    | 5,7    |
| Energy Intensity Index (raffinerie)   | (%) 115,5                    | 115,5                                    | 116,4  | 124,8  |
| Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream) | (GJ/tep) 1,41                | n.a.                                     | 1,45   | 1,52   |
| Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)                 | (tep/MWheq) 0,18             | 0,18                                     | 0,16   | 0,17   |
| <b>PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI</b>  |                              |  |        |        |
| Produzioni vendute di biocarburanti   | (migliaia di tonnellate) 428 | 428                                      | 585    | 622    |
| <b>R&amp;S</b>  |                              |  |        |        |
| Spesa in R&S  | (milioni di euro) 164        | 164                                      | 177    | 157    |
| <i>di cui: relative alla decarbonizzazione</i>  | 114                          | 114                                      | 114    | 74     |
| Domande di primo deposito brevettuale   | (numero) 23                  | 23                                       | 30     | 25     |
| <i>di cui: depositi sulle fonti rinnovabili</i>   | 13                           | 13                                       | 11     | 7      |

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(a) A partire dal 2020 l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

(d) Sono compresi il vapore, il calore e l'idrogeno.

## ECCELLENZA OPERATIVA

Il business di Eni ambisce all'eccellenza operativa attraverso un impegno continuo per la valorizzazione, la salute e la sicurezza delle persone, l'integrità degli asset, la tutela dell'ambiente, il rispetto dei diritti umani, la resilienza e la diversificazione delle

attività e la solidità finanziaria. Questi elementi consentono ad Eni di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel proprio percorso di trasformazione.

### Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie. Nel 2022 sono proseguite le iniziative volte alla diffusione e assimilazione nei processi e nella cultura interna di un nuovo modello di capacità e comportamenti volto alla gestione efficace della transizione, avviando anche processi di revisione dei modelli professionali e l'aggiornamento delle competenze per la crescita di professionalità più complete e integrate. Relativamente alla gestione delle proprie risorse Eni ha avviato un nuovo modello di gestione e sviluppo delle risorse (People Journey) che definisce percorsi di sviluppo lungo tutto il ciclo di vita aziendale, diversificati e coerenti con il nuovo modello di business al fine di valorizzare le diverse professionalità e talenti in una logica inclusiva, favorire la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone. In tale ambito nel corso del 2022 sono stati finalizzati i processi di nomina di circa 400 profili senior individuati all'interno dei percorsi previsti ed è stata completata la revisione dei modelli riguardanti circa 4.400 risorse e sono state avviate le attività di aggiornamento dei modelli che coinvolgeranno ulteriori 5.700 risorse. Inoltre, sono riprese le iniziative di mobilità interna, registrando per il 2022 un incremento rispetto all'anno precedente di circa il 28%, anche grazie al miglioramento del sito di job posting interno, e le iniziative di mobilità internazionale per favorire una maggiore esposizione internazionale, rafforzando una cultura trasversale che valorizzi la ricchezza dello scambio continuo e del confronto tra contesti.

#### LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari del-

le persone di Eni. La strategia D&I si prefigge alcuni principali obiettivi quali (a) la coniugazione degli obiettivi di business con la valorizzazione delle unicità; (b) la promozione del benessere di tutte le persone Eni come singoli e come parte del sistema aziendale; (c) la realizzazione di un processo di inclusione sostenibile. La declinazione della strategia e del piano d'azione – definito anche grazie ad iniziative di ascolto o di coinvolgimento a tutti i livelli aziendali – prevede di focalizzare gli sforzi sulle due aree prioritarie di intervento: creazione di un mindset inclusivo e individuazione di azioni mirate a target specifici quali il genere, l'internazionalità, l'età, la disabilità e l'orientamento sessuale. Nel 2022 sono proseguite le seguenti iniziative di formazione e comunicazione: (i) D&I Matters, percorso focalizzato su alcuni ambiti tipici di diversità, analizzati secondo la lente dei pregiudizi inconsapevoli (Unconscious Bias) e sulle azioni finalizzate al loro superamento; (ii) Eni for Inclusion, mese dedicato alla diffusione della cultura della valorizzazione delle diversità; (iii) Community D&I interna di confronto; (iv) contro le discriminazioni e le molestie, per il management e il personale, anche in considerazione della nuova norma aziendale, in recepimento della Convenzione ILO190; (v) campagne di comunicazione volte al sostegno alle donne (es. #IoConLei Orange the world delle Nazioni Unite per l'eliminazione della violenza contro le donne); (vi) avvio del progetto di ascolto diretto delle persone all'estero sui temi D&I. Eni ha, inoltre, proseguito ed arricchito le iniziative finalizzate al rinforzo della presenza e dell'empowerment femminile anche mediante attività per l'attrazione di talenti femminili e promozione delle materie tecnico-scientifiche (STEM) tra le studentesse grazie alla crescente ed efficace testimonianza delle role model e ambassador e con la valorizzazione della presenza femminile verso posizioni di responsabilità aziendali; inoltre sono state realizzate delle partnership finalizzate a rafforzare l'empowerment e l'imprenditorialità femminile (es. Women X Impact). Sono stati avviati progetti specifici per promuovere l'inclusione delle persone con disabilità<sup>16</sup> e i loro familiari quali, per esempio, la realizzazione di un assessment sulla capacità di accoglienza degli uffici e delle sedi di lavoro (pilota su 5 edifici) in termini logistici e di utilizzo degli strumenti di lavoro che hanno consentito di strutturare un piano di lavoro



(16) L'accezione disabilità applicata comprende tutte le forme di fragilità fisica, cognitiva, sensoriale anche temporanea e occulta.

per i prossimi anni. Particolare attenzione è stata posta alla diffusione di un mindset inclusivo specialmente sull'orientamento sessuale e l'identità di genere, attraverso numerose azioni di ingaggio, ascolto, sensibilizzazione e comunicazione su tutti i colleghi in Italia e all'estero, pur nel rispetto della normativa dei Paesi di riferimento. Con un focus sul tema Age, Eni ha rivisto il percorso delle sue risorse nei primi tre anni dall'assunzione, con focus specifico sui primi mesi di ingresso. Sono previsti inoltre programmi di mentoring e di coaching, quest'ultimo particolarmente consigliato per i nuovi team, in particolare quelli che affrontano le sfide importanti della transizione. Nel 2022 si è confermata l'attenzione all'internazionalità nell'ottica di valorizzazione del local content attraverso il coinvolgimento del personale locale nelle attività operative dei singoli Paesi, portando al ricorso al personale espatriato solo per particolari professionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. In aggiunta è stata realizzata un'attività di ascolto che ha coinvolto 17 Paesi per identificare i target specifici D&I soprattutto in relazione al contesto locale. Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2023). Nel 2022, i processi di valutazione delle performance e di management review hanno coperto rispettivamente il 91% e il 96% della popolazione target, mentre le attività di valutazione del potenziale il 97% del totale programmato, in leggera flessione dovuta principalmente all'ingresso di nuove risorse (in particolar modo all'estero).

## FORMAZIONE

La formazione è sempre più strumentale al raggiungimento della mission aziendale e al supporto del cambiamento attraverso momenti di formazione in aula, distance e di autoapprendimento. Per incrementare la qualità della formazione sono state portate avanti anche iniziative di microlearning (metodologia didattica caratterizzata da contenuti formativi di piccole porzioni) con il quale è stata arricchita la piattaforma, accessibile anche da terzi (**Mychange**), di contenuti formativi relativi a transizione energetica, allo sviluppo sostenibile e alla trasformazione digitale. Inoltre, anche quest'anno è continuato il percorso di riqualificazione attraverso

iniziative di upskilling e reskilling, (presentato al Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali un progetto formativo biennale legato al Contratto di Espansione), per integrare nuove competenze sia professionali che comportamentali necessarie per l'evoluzione dei business, o per le sfide poste dall'evoluzione tecnologica e dal mercato del lavoro. È stato rafforzato l'impegno di formazione sul nuovo Codice Etico, sui percorsi di induction per neo-assunti, sulla leadership e, in continuità con gli anni precedenti, anche sulle tematiche HSE e Diritti Umani. È stato infine aggiornato un percorso per favorire un comportamento inclusivo rivolto a tutti i dipendenti ed erogata una prima edizione a fine anno.

## RELAZIONI INDUSTRIALI

In **Italia**, il 2 maggio 2022 è stato sottoscritto tra Eni, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali e le organizzazioni sindacali un Contratto di Espansione con validità biennale (2022-23), che si conferma strumento a supporto della trasformazione finalizzata alla transizione energetica e che consente un ricambio generazionale, attraverso l'inserimento di nuove professionalità chiave per il processo di decarbonizzazione l'attuazione di un importante investimento per la formazione e la riqualificazione di tutte le persone con percorsi di upskilling e reskilling e nel contempo un importante piano di turn over. Nel 2022 sono proseguiti gli incontri con le organizzazioni sindacali previsti dal Protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica" e nel mese di novembre è stato sottoscritto l'accordo di integrazione del premio di risultato, con cui si è voluto riconoscere lo straordinario contributo dato dalle persone Eni al raggiungimento dei risultati positivi della società attraverso un incremento del 30% del premio di competenza 2022 con contestuale anticipo di quota parte nel mese di novembre. Il 12 dicembre 2022 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali NOI - Protocollo iniziative e servizi per il well-being delle persone Eni che prevede il potenziamento del welfare con interventi in ambito sanitario, previdenziale, per il supporto al reddito, housing e per il supporto nella gestione familiare al fine di ricercare un giusto bilanciamento delle attività lavorative con un approccio sempre più attento alla sfera personale e sociale, di essere sempre più vicino alle esigenze delle persone migliorando ulteriormente l'offerta dei servizi esistenti, rendendone più facile l'accesso su tutto il territorio.

All'**estero**, a giugno 2022, si sono svolti gli incontri di relazioni industriali internazionali quali il 25° incontro del Comitato Aziendale Europeo (CAE) dei dipendenti Eni, l'incontro dell'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa. Gli incontri si sono incentrati sui temi dell'impegno di Eni per una transizione energetica equa e giusta nell'ambito del suo percorso di decarbonizzazione, comprese le iniziative R&D, e presentando il modello Eni Plenitude ed il modello della bio-circular economy di Versalis<sup>17</sup>. In un'ottica di

(17) Versalis è la società chimica di Eni, impegnata nella chimica sostenibile e circolare per contribuire alla transizione energetica.

sempre maggiore integrazione della strategia Eni con i modelli di partecipazione, anche in chiave transnazionale, la transizione energetica è stata inserita tra i temi oggetto di informazione e consultazione del CAE. L'accordo CAE è stato rinnovato per un ulteriore quadriennio.

Nel corso dell'anno è stata altresì avviata una graduale estensione della disciplina dello Smart Working alle realtà all'estero.

### WELFARE AZIENDALE E WORK-LIFE BALANCE

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e di benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, rivolti a migliorare il benessere dei dipendenti. Il modello di Smart Working (SW) Eni (accordo sottoscritto ad ottobre 2021) prevede per tutti i dipendenti in Italia 8 gg/mese per le sedi uffici e 4 gg/mese per i siti operativi e numerose opzioni Welfare a sostegno non solo della genitorialità e disabilità ma anche della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili di un componente convivente del nucleo familiare. Il modello di SW è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali. Inoltre, sempre relativamente alla genitorialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Per quanto riguarda i servizi di welfare, Eni ha un sistema di benefit che vanno dalla tutela della salute alla copertura previdenziale, dai servizi ricreativi ed educativi a quelli finanziari e assicurativi, dalla mobilità alla ristorazione; in aggiunta, nel corso dell'anno sono stati progettati ulteriori servizi, che verranno erogati nel 2023, sulla base dell'ascolto delle seguenti esigenze emergenti: armonia fra vita privata-vita professionale, benessere psicofisico, esigenze di care giving e neo-genitorialità.

### SALUTE

Eni considera la tutela della salute un diritto umano fondamentale e promuove il benessere psico-fisico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (si veda capitolo "Alleanze per lo sviluppo"). L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato un sistema di gestione salute, integrato in tutte le realtà operative, che comprende le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, iniziative di promozione della salute, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché programmi specifici a supporto delle comunità presso cui opera. La strategia per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte

le persone Eni; rafforzare gli interventi a favore delle comunità; potenziare i presidi emergenziali e i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di fragilità, in particolare in riferimento alla pandemia del COVID-19, e a tutela della salute mentale; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche con il contributo di attività di ricerca scientifica ed in considerazione dei rischi, collegati ai nuovi progetti e ai processi industriali, e delle risultanze delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari attraverso l'utilizzo di tecnologie dell'informazione, della telemedicina e della comunicazione mobile. Nel 2022 è proseguita in tutte le società l'implementazione del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere, fisico, mentale e sociale, delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi. Tra le iniziative si evidenziano il lancio pilota di un progetto di assistenza domiciliare e digitale "Più Salute" per i dipendenti e i loro famigliari; l'attivazione di un servizio di PFA (Psychological First Aid) in caso di eventi catastrofici, improvvisi e inaspettati attraverso un provider esterno composto da psicologi specialisti, disponibile per il 100% dipendenti; il rafforzamento delle attività di promozione della salute attraverso nuovi strumenti digitali di comunicazione interna. È proseguita l'attività di ricerca in collaborazione con centri di ricerca e università per la valutazione degli impatti salute relativi ai nuovi processi produttivi e modelli di business legati alla transizione energetica. Sono stati rafforzati la collaborazione con le istituzioni sanitarie nei Paesi di presenza ed il presidio di organizzazioni internazionali, tra cui un contributo alla stesura di un report del WBCSD sul ruolo delle aziende per contribuire al raggiungimento della salute globale. Infine, in relazione all'emergenza COVID-19, sono proseguite iniziative specifiche per supportare le unità di business attraverso: il monitoraggio degli aggiornamenti epidemiologici e delle nuove linee guida emesse da organi internazionali; l'aggiornamento continuo e attuazione di misure ai fini della prevenzione e del contenimento; l'attuazione di misure di medicina dei viaggi per la riduzione del rischio per il personale in trasferta; l'utilizzo del servizio di trasporto internazionale con supporto medico per il personale in gravi condizioni di salute.

## Metriche e commenti alle performance

### OCCUPAZIONE E DIVERSITY

**Overview** - L'occupazione complessiva è pari a 31.376 persone di cui 20.471 in Italia (65,2% dell'occupazione) e 10.905 all'estero (34,8% dell'occupazione). Nel 2022 l'occupazione a livello mondo si riduce di 512 persone rispetto al 2021, pari al -1,6%, con una riduzione sia in Italia (-161 dipendenti) sia all'estero (-351 dipendenti). La diminuzione dell'occupazione è collegata: (i) in Italia

all'uscita di personale, realizzata attraverso strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di Espansione e Iso-pensione), compensata quasi integralmente da nuove assunzioni e acquisizioni; (ii) all'estero ad operazioni di M&A (cessioni e deconsolidamenti) relativamente all'ottimizzazione del portafoglio di business in ambito Natural Resources. Nel 2022, la presenza femminile ha registrato un incremento rilevante di 0,6 punti percentuali vs. il 2021 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (1,2 punti percentuali verso il 2021).

**Assunzioni** - Complessivamente, nel 2022 sono state effettuate 2.524 assunzioni (+93% ca. vs. 2021) di cui 1.796 con contratti a tempo indeterminato (+86% ca. vs. 2021). Circa il 47% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 66% ha riguardato la Direzione Energy Evolution (1.656 di cui 1.199 a tempo indeterminato e 457 a tempo determinato), il 20% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 502 di cui 319 a tempo indeterminato e 183 a tempo determinato) e il rimanente 14% Support Functions (totale 366 di cui 278 a tempo indeterminato e 88 a tempo determinato).

**Risoluzioni** - Sono state effettuate 2.683 risoluzioni (1.556 in Italia e 1.127 all'estero) di cui 2.215 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato<sup>18</sup>, con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 30%. Il 40% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2022 aveva età inferiore a 50 anni. Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze, si rileva anche dall'andamento del tasso di turnover che registra nel 2022 la misura più importante degli ultimi 4 anni, pari al 12,6%.

**Tasso di Turnover** - Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze per sostenere la transizione energetica, si rileva anche dall'andamento del tasso di turnover che registra nel 2022 la misura più importante degli ultimi 4 anni (2019: 9,8%; 2020: 6,1%; 2021: 10,5%; 2022: 12,6%). Nell'ambito delle azioni di inclusività ed Age Diversity, i dati di turnover di personale femminile e popolazione under 30 sono in aumento vs. il 2021: turnover donne (pari a 16,2% vs. turnover uomini 11,3%) cresce di 4,9 p.p., mentre il turnover under 30 di 18,7 p.p. Il turnover per il personale di fascia età 30-50 è in leggero aumento vs. il 2021 (+3,2 p.p.), mentre quello del personale over 50 è sostanzialmente stabile.

**Diversity & Inclusion** - Nel 2022 la percentuale del personale femminile cresce di 0,6 p.p. vs. il 2021 e si attesta al 26,86%, così suddiviso per qualifica (rapporto totale donne sul totale): 17,51% dei dirigenti, 29,67% dei quadri, 30,73% degli impiegati, 13,86% degli operai. La percentuale complessiva di donne negli organi di am-

ministrazione delle società controllate è rimasta invariata rispetto al 2021, ed è pari al 24%, mentre è in flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate che nel 2022 si attesta al 38% (43% nel 2021). Nel 2022, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 28,5% rispetto al 27,3% registrato nel 2021, su un totale di donne pari al 26,86% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2022 sono complessivamente 662 su 1.796 totali pari al 36,9%, in aumento vs. 2021 di ca. +4,4 p.p. con una crescita superiore a quella mediamente attesa rispetto ai target stabiliti al 2030 (target Gender Diversity: 2030 vs. 2020 +3 p.p., crescita media annua +0,3 p.p.). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizioni di responsabilità sono risorse locali estere, dato sostanzialmente in linea rispetto al 2021 con una leggera flessione di -0,8 p.p. anche a causa delle variazioni dell'area di consolidamento (deconsolidamento Angola e cessione Pakistan). La popolazione Eni è composta da 108 nazionalità diverse. In Italia, le risorse a ruolo Eni e società controllate appartenenti alle categorie protette (legge 68/99) sono circa 850. Nel 2022 sono stati registrati oltre 60 nuovi dipendenti appartenenti a categorie protette. Inoltre, Eni ha sottoscritto impegni istituzionali per l'inserimento, nell'arco dei prossimi anni, di ca. 120 risorse, impegno che sarà ulteriormente incrementato fino a ca. 250 risorse.

**Occupazione in Italia** - In Italia sono state effettuate 1.213 assunzioni di cui 1.096 a tempo indeterminato (35,2% donne). La riduzione dell'occupazione di -161 unità (-0,8%), effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un selettivo e puntuale piano di turnover, hanno consentito di incrementare del 12,7% la popolazione under 30 a favore di una riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta del -5,8%. Sempre in Italia, nel 2022 si registrano 1.556 risoluzioni, di cui 1.437 a tempo indeterminato (di cui il 26% ca. di donne). Complessivamente in Italia si registra a fine 2022 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni a tempo indeterminato di ca. 1:1,3 (1 ingresso a fronte di 1,3 uscite).

**Occupazione all'estero** - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'87% nell'ultimo triennio. All'estero nel 2022 sono state effettuate 1.311 assunzioni di cui 700 a tempo indeterminato (di cui il 39,4% di donne). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +184 di cui 1.311 assunzioni (65% Direzione Energy Evolution; 26% Direzione Natural Resources; 9% Support Functions) e 1.127 risoluzioni di cui 778 a tempo indeterminato. Di questi, il 25,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 30 anni, e il 37,5% ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una diminuzione di -351 risorse (-3,1%) ri-

(18) Di cui circa il 56% per pensionamenti e il 38% per dimissioni.

petto all'anno precedente a fronte di -430 risorse locali (-4,3%) principalmente riferiti a variazioni di perimetro, +9 espatriati italiani (+0,9%), +70 risorse internazionali (+22%). All'estero operano complessivamente 1.384 espatriati (di cui 1.001 italiani e 383 espatriati internazionali).

**Occupazione per linea di business** - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 25%, il settore della chimica che si è rinforzata sia nei Paesi con attività tradizionali (es. Francia, UK) sia in Paesi con attività nuove (es. Messico, India, Romania). Il potenziamento ha riguardato inoltre le aree di business Retail Market G&P, Upstream e Support, che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Upstream (19%), Chimica (22%) e Support (24%).

**Età media** - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,1 anni (45,9 in Italia e 43,6 all'estero), invariata rispetto al 2021; tale risultato è stato conseguito grazie all'importante lavoro di turnover realizzato attraverso il ricorso agli strumenti straordinari di incentivazione all'esodo (Contratto di espansione ed isopensione) combinato con un importante programma di assunzione rivolto in particolare alle professionalità innovative: 49 anni (49,7 in Italia e 47,2 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,2 anni (45 in Italia e 42,6 all'estero) per impiegati e 41 anni (40,2 in Italia e 41,9 all'estero) per il personale operaio.

## REMUNERAZIONE

Eni monitora annualmente l'equità salariale, principio esplicitamente richiamato nelle disposizioni di attuazione annuale delle politiche retributive, anche al fine di valutare eventuali azioni correttive. In particolare, nel 2022, il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti Italia (principale sede operativa) risulta pari a 35 per la remunerazione fissa e a 137 per la remunerazione totale; considerando tutti i dipendenti, tali rapporti risultano pari rispettivamente a 35 e 140. La remunerazione totale di tutti i dipendenti rispetto al 2021 è variata del 5,8% mentre quella dell'AD/DG è variata del 5,3%. Il pay ratio di genere calcolato per categoria professionale presenta un sostanziale allineamento delle remunerazioni delle donne e degli uomini per middle manager e impiegati mentre per senior manager e operai gli scostamenti sono riferibili principalmente ad una più ridotta presenza femminile. L'indicatore a livello complessivo, senza considerare le cate-

gorie, risulta a livello globale pari a 101 per la remunerazione fissa (Italia 102) e 97 per la remunerazione totale (Italia 98).

## RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza, tale percentuale si attesta al 54,87%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva, Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policy aziendali worldwide.

## FORMAZIONE

Nel 2022 i trend di formazione sono rimasti tendenzialmente costanti rispetto al 2021: sia il valore totale di ore fruite che il valore medio confermano i risultati del 2021 con un valore di 31,1 a dipendente con una diversa combinazione sulle categorie professionali; si registra però un leggero incremento della spesa media di circa l'1,4% rispetto al 2021 anche dovuta alla ripresa della formazione in presenza. Questo fenomeno ha inciso anche sul mix della modalità di erogazione: quest'anno la formazione a distanza ha avuto una lieve riduzione passando dal 62%<sup>19</sup> al 57%.

## SALUTE

Nel 2022, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 384.291, di cui 243.118 a favore di dipendenti, 72.261 a favore di familiari, 61.230 a favore di contrattisti e 7.682 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2022 è pari a 82.700, di cui 63.760 dipendenti, 16.019 contrattisti e 2.921 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2022 si registrano 29 denunce, di cui 3 riguardanti personale attualmente impiegato e 26 relative ad ex dipendenti. Delle 29 denunce di malattia professionale presentate nel 2022, 2 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti). Nell'ambito delle iniziative digitali per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor, nel 2022 sono stati testati 20 sensori presso i siti operativi on-shore in Italia e si prevede di estendere la sperimentazione di 80 sensori, includendo l'off-shore e l'estero, entro il 2026.

(19) I dati considerano le ore di formazione fruite dai dipendenti. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |          | 2022          | 2021   | 2020   |
|--|----------|---------------|--------|--------|
| <b>OCCUPAZIONE E DIVERSITY<sup>(a)</sup></b>   |          |               |        |        |
| Dipendenti <sup>(b)</sup>  | (numero) | <b>31.376</b> | 31.888 | 30.775 |
| Donne  |          | <b>8.427</b>  | 8.360  | 7.559  |
| Italia   |          | <b>20.471</b> | 20.632 | 21.170 |
| A tempo indeterminato  |          | <b>20.340</b> | 20.512 | 21.162 |
| A tempo determinato  |          | <b>131</b>    | 120    | 8      |
| Part-time  |          | <b>287</b>    | 324    | 359    |
| Full-time  |          | <b>20.184</b> | 20.308 | 20.811 |
| Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)                    |          | <b>259</b>    | 100    | 65     |
| Estero   |          | <b>10.905</b> | 11.256 | 9.605  |
| A tempo indeterminato  |          | <b>10.084</b> | 10.599 | 9.003  |
| A tempo determinato  |          | <b>821</b>    | 657    | 602    |
| Part-time  |          | <b>288</b>    | 141    | 126    |
| Full-time  |          | <b>10.617</b> | 11.115 | 9.479  |
| Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)                    |          | <b>2.433</b>  | 2.728  | 2.329  |
| Africa   |          | <b>2.867</b>  | 3.189  | 3.143  |
| Americhe   |          | <b>1.872</b>  | 1.731  | 925    |
| Asia   |          | <b>2.520</b>  | 2.786  | 2.432  |
| Australia e Oceania  |          | <b>89</b>     | 88     | 87     |
| Resto d'Europa   |          | <b>3.557</b>  | 3.462  | 3.018  |
| Under 30   |          | <b>2.771</b>  | 2.587  | 2.037  |
| 30-50  |          | <b>17.803</b> | 17.302 | 17.225 |
| Over 50  |          | <b>10.802</b> | 11.999 | 11.513 |
| Dipendenti all'estero locali   | (%)      | <b>87</b>     | 88     | 87     |
| Dipendenti per categoria professionale:  | (numero) |               |        |        |
| Dirigenti  |          | <b>948</b>    | 966    | 965    |
| Quadri   |          | <b>9.056</b>  | 9.113  | 9.172  |
| Impiegati  |          | <b>15.479</b> | 15.554 | 15.941 |
| Operai   |          | <b>5.893</b>  | 6.255  | 4.697  |
| Dipendenti per titolo di studio:   |          |               |        |        |
| Laurea   |          | <b>15.885</b> | 15.583 | 15.345 |
| Diploma  |          | <b>13.032</b> | 13.564 | 12.826 |
| Licenza media  |          | <b>2.459</b>  | 2.741  | 2.604  |
| Dipendenti a tempo indeterminato   |          | <b>30.424</b> | 31.111 | 30.165 |
| Dipendenti a tempo determinato   |          | <b>952</b>    | 777    | 610    |
| Dipendenti full-time   |          | <b>30.801</b> | 31.423 | 30.290 |
| Dipendenti part-time <sup>(c)</sup>  |          | <b>575</b>    | 465    | 485    |
| Lavoratori non dipendenti (atipici interinali)                                       |          | <b>2.692</b>  | 2.828  | 2.394  |
| Assunzioni a tempo indeterminato   |          | <b>1.796</b>  | 967    | 607    |
| Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato                                       |          | <b>2.215</b>  | 2.275  | 1.323  |
| Tasso di turnover <sup>(d)</sup>   | (%)      | <b>12,6</b>   | 10,5   | 6,1    |
| Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni          |          | <b>24</b>     | 24     | 26     |
| Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni <sup>(e)</sup> |          | <b>38</b>     | 43     | 37     |
| Dirigenti e quadri locali all'estero   |          | <b>17,73</b>  | 18,03  | 19,13  |
| Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità                               |          | <b>19,8</b>   | 20,6   | 18,6   |
| Anzianità lavorativa   |          |               |        |        |
| Dirigenti  | (anni)   | <b>22,62</b>  | 22,77  | 23,21  |
| Quadri   |          | <b>18,86</b>  | 19,59  | 20,40  |
| Impiegati  |          | <b>15,99</b>  | 16,56  | 17,03  |
| Operai   |          | <b>12,79</b>  | 13,23  | 14,15  |
| Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale <sup>(f)</sup>                  | (numero) | <b>522</b>    |        |        |
| di cui: uomini (rientrati)   |          | <b>129</b>    |        |        |
| di cui: donne (rientrate)  |          | <b>393</b>    |        |        |
| Tasso di rientro al lavoro dopo congedo parentale <sup>(g)</sup>                     | (%)      | <b>98,08</b>  |        |        |
| di cui: uomini   |          | <b>95,35</b>  |        |        |
| di cui: donne  |          | <b>98,98</b>  |        |        |

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |          | 2022           | 2021    | 2020    |
|--|----------|----------------|---------|---------|
| <b>RELAZIONI INDUSTRIALI</b>   |          |                |         |         |
| Dipendenti coperti da contrattazione collettiva  | (%)      | <b>87,72</b>   | 81,6    | 83,40   |
| Italia   |          | <b>100</b>     | 100     | 100     |
| Estero   |          | <b>54,87</b>   | 41,6    | 41,78   |
| <b>FORMAZIONE</b>  |          |                |         |         |
| Ore di formazione fruite <sup>(a)</sup>  | (numero) | <b>939.393</b> | 960.152 | 926.407 |
| Ore di formazione fruite medie per dipendente per categoria professionale <sup>(a)</sup> |          | <b>31,1</b>    | 31,3    | 29,6    |
| Dirigenti  |          | <b>26,6</b>    | 30,0    | 23,5    |
| Quadri   |          | <b>28,3</b>    | 31,9    | 26,2    |
| Impiegati  |          | <b>31,7</b>    | 30,0    | 32,2    |
| Operai   |          | <b>35,1</b>    | 35,0    | 29      |
| Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time                           | (€)      | <b>908,2</b>   | 895,8   | 716,1   |
| <b>SALUTE</b>  |          |                |         |         |
| Denunce di malattie professionali ricevute   | (numero) | <b>29</b>      | 30      | 28      |
| Dipendenti   |          | <b>3</b>       | 7       | 7       |
| Precedentemente impiegati  |          | <b>26</b>      | 23      | 21      |

(a) Dal 2022 i dati relativi all'Occupazione includono FinProject.

(b) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (5,9% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono lo 0,3% sul totale degli uomini.

(d) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.

(e) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

(f) Tale indicatore fa riferimento alla sola popolazione dipendente Italia.

(g) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consumate dai dipendenti, di cui 78% fruite da uomini e 22% fruite da donne. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

PAY RATIO DI GENERE - 2022<sup>(a)</sup>

|  | Remunerazione fissa | Remunerazione totale |
|--|---------------------|----------------------|
| <b>DIPENDENTI ITALIA</b>                         |                     |                      |
| <b>Pay ratio (donne vs. uomini)</b>              |                     |                      |
| Senior Manager                                   | 86                  | 79                   |
| Middle Manager e Senior Staff                    | 97                  | 98                   |
| Impiegati  | 102                 | 103                  |
| Operai   | 91                  | 91                   |
| <b>TUTTI I DIPENDENTI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b> |                     |                      |
| <b>Pay ratio (donne vs. uomini)</b>              |                     |                      |
| Senior Manager                                   | 85                  | 80                   |
| Middle Manager e Senior Staff                    | 93                  | 92                   |
| Impiegati  | 100                 | 100                  |
| Operai   | 92                  | 93                   |

(a) Il pay ratio di genere è calcolato come rapporto della retribuzione media delle donne e la retribuzione media degli uomini.



## Sicurezza

Per Eni la **cultura della sicurezza** e la diffusione del suo valore imprescindibile fra dipendenti, contrattisti e stakeholder sono da sempre cruciali per il raggiungimento degli obiettivi di business. Infatti, Eni investe costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento degli incidenti e la salvaguardia dell'integrità degli asset. Nel corso del 2022, nonostante l'impegno profuso in tal senso, sono occorsi 4 incidenti fatali che hanno riguardato il personale contrattista, di cui 1 in Italia e 3 all'estero. Dall'analisi degli infortuni dell'anno è emersa la preponderanza di cause appartenenti all'area Sistemi Integrati & Performance Umana, legate in particolare alla direzione lavori ed esecuzione dell'attività. Per prevenire tali incidenti in futuro, sono state introdotte sia iniziative per rinforzare la sensibilità e il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti in ambito HSE (Safety Leadership, Coaching Program, promozione della Stop Work Authority<sup>20</sup>), sia attività volte al miglioramento delle aree di lavoro in termini di **sicurezza del personale**, nonché sono stati aggiornati i documenti gestionali e le istruzioni operative. L'impegno di Eni si è, inoltre, focalizzato su 3 principali filoni: competenze non-tecniche, competenze tecniche e digitalizzazione. Per le competenze non-tecniche, nel 2022 è stata applicata la metodologia THEME relativa all'analisi del comportamento dei lavoratori e all'affidabilità umana al fine di individuare strategie di azione per rafforzare le barriere umane e i comportamenti sicuri. In merito alle competenze tecniche è stato (i) sviluppato e diffuso un nuovo percorso formativo sulla Gestione della Sicurezza Operativa per far conoscere i principi fondamentali e i requisiti minimi di sicurezza da applicare in attività rischiose, al fine di prevenire il verificarsi di possibili incidenti; (ii) formato il personale HSE sulla nuova metodologia di investigazione delle cause radice degli eventi incidentali secondo gli standard Eni. Inoltre, relativamente alla digitalizzazione è stato esteso a tutte le linee di business il tool Safety Presence, che – sfruttando l'intelligenza artificiale – riesce a prevedere situazioni ricorrenti di pericolo partendo dalle segnalazioni di unsafe condition/unsafe act/near miss e ad inviare alert al sito per implementare azioni correttive prima del verificarsi di un incidente. Inoltre, è stato esteso ai contrattisti lo Smart Safety, che prevede l'utilizzo di dispositivi wearable, in grado di allertare i lavoratori in condizioni di pericolo ed emergenza. Infine, si è promossa la diffusione dell'AppHSEni, che permette la segnalazione di condizioni non sicure dal campo, la compilazione di Checklist di preparazione lavori e verifiche in campo, la consultazione delle Safety Golden Rules e dei Process Safety Fundamentals<sup>21</sup>.

In ambito **process safety** per ridurre al minimo gli incidenti e migliorare le performance, Eni ha svolto diverse attività: la creazione e diffusione capillare dei Process Safety Fundamentals, i principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; lo sviluppo di un percorso formativo, per diffondere gli elementi fondamentali definiti nel Sistema di Gestione di Process Safety, rivolto a tutto il personale tecnico/operativo e di area HSEQ; l'approfondimento dei temi legati alla sicurezza nella gestione dei fluidi per le nuove filiere energetiche, rivedendo gli standard di sicurezza di processo, per includere requisiti di progettazione specifici per l'idrogeno, la CO<sub>2</sub> e altre sostanze da nuove filiere.

Eni applica su tutti i propri impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi vengano correttamente progettati, adeguatamente costruiti con i materiali più idonei, rigorosamente operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, garantendo la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento, costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2022, Eni ha proseguito l'organizzazione di iniziative per promuovere la cultura dell'Asset Integrity, anche attraverso il continuo potenziamento dei propri strumenti di gestione di dati, documenti e modelli lungo l'intero ciclo di vita degli asset ("Lifecycle Information"), con approccio trasversale e capillare, inclusivo anche delle nuove filiere della transizione energetica.

Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 147 persone del Safety Competence Center (SCC) hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, i Patti per la Sicurezza (accordi volontari con le imprese) sono stati estesi alle tematiche ambientali in tutti i siti in cui Eni opera in Italia mentre sono attivi o in fase di implementazione con vari contrattisti presso alcune realtà Eni all'estero (Nigeria, Tunisia, Congo, Messico, Angola, US, UK, Indonesia, Egitto, Ghana, Libia, Albania, Pakistan).

Eni promuove l'**innovazione tecnologica** al fine di disegnare processi e prodotti innovativi e adottare metodi e tecniche per ridurre le sostanze pericolose e/o promuovere l'adozione di prodotti a minor impatto su ambiente, salute e sicurezza. In accordo alla normativa, tutte le sostanze e miscele prodotte e commercializzate

(20) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore operante in qualsiasi sito Eni ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

(21) Regole d'Oro e Principi Eni relativi alla Sicurezza di Processo.

sono accompagnate da opportuna documentazione tecnica, consultabile anche online in tempo reale, volta a informare lavoratori e clienti sulle condizioni ottimali di manipolazione, stoccaggio e smaltimento e a fornire indicazioni, qualora necessario, sul corretto utilizzo di mezzi di protezione individuale. Infine, per tutte le sostanze/miscele classificate come pericolose per la salute vengono valutati gli impatti sulla salute e sicurezza.

In merito al **sistema di gestione** relativo alla **salute e sicurezza** sul posto di lavoro, il sistema normativo HSE di Eni stabilisce i criteri di clusterizzazione delle linee datoriali di Eni SpA e delle sue società controllate in base al rischio HSE delle attività svolte. Sono identificate tre tipologie di cluster: cluster di rischio HSE significativo (attività industriali), per il quale è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, una certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001<sup>22</sup> e verifiche interne HSE annuali; cluster di rischio HSE limitato (attività di ufficio o a limitata rilevanza), per il quale è previsto l'obbligo di adozione (ma non di certificazione) di un sistema di gestione HSE e verifiche interne HSE annuali o quinquennali; cluster di rischio HSE assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per il quale non sono previsti obblighi specifici. In tale contesto, tutte le realtà a rischio significativo, sono coperte da certificazione ISO 45001 e ISO 14001 o ne hanno pianificato il conseguimento, così come tutte le realtà a rischio limitato hanno implementato un sistema di gestione HSE o ne hanno pianificato lo sviluppo. In particolare, a fine 2022: l'88% delle realtà a rischio significativo ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e l'87% la ISO 14001, mentre il 79% delle realtà con obbligo di sviluppo di un sistema di gestione HSE, ha già implementato un sistema di gestione HSE. Nel corso del 2022, in aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, sono stati svolti oltre 1.300 audit interni su tematiche HSE.

## Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2021 (+20%),

a causa di un incremento del numero di infortuni totali registrabili (113 rispetto a 88 nel 2021), in particolare per quanto riguarda i contrattisti (88 vs. 55 nel 2021), mentre il numero di infortuni registrabili dei dipendenti è diminuito (25 vs. 33 nel 2021). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (42 eventi rispetto ai 35 del 2021, di cui 15 dipendenti e 27 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+22%); anche all'estero il numero di infortuni è aumentato (71 eventi rispetto a 53 del 2021, di cui 10 dipendenti e 61 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato del 22%. Sono stati registrati 4 infortuni mortali a contrattisti, 2 in Pakistan (un incidente stradale ed un operatore colpito da un oggetto durante attività di manutenzione), 1 in Egitto (caduta dall'alto) ed uno presso il petrolchimico di Priolo (operatore colpito da un oggetto). L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 1,46. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,01, a seguito di due infortuni ad un dipendente in UK (schiacciamento di un arto) e ad un contrattista in Egitto (operatore colpito da un oggetto). Nel corso del 2022, si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2<sup>23</sup>, che è in continua diminuzione dal 2016, indice di una accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 17 eventi di process safety (PSE) Tier 1 e 21 Tier 2. Oltre la metà degli eventi hanno riguardato le attività upstream (53% degli eventi), il 24% nelle attività di raffinazione e il 16% nella petrolchimica. Due terzi dei PSE hanno avuto come conseguenza uno sversamento di prodotto, il 21% un incendio e il 13% rilascio in atmosfera a cui Eni ha risposto prontamente. Per quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro si è registrato nel 2022 un incremento del numero di registrazioni di unsafe condition e unsafe act rispetto al 2021, grazie a iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del reporting e analisi dei segnali deboli.

(22) La ISO 14001 è relativa ai sistemi di gestione ambientale mentre la ISO 45001 è relativa ai sistemi di gestione della salute e della sicurezza.

(23) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |   | 2022   |  | 2021   | 2020   |
|--|---|--------|--|--------|--------|
|  |   | Totale | di cui società consolidate integralmente | Totale | Totale |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)                 | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,41   | 0,49                                     | 0,34   | 0,36   |
| Dipendenti   |   | 0,29   | 0,36                                     | 0,40   | 0,37   |
| Contrattisti   |   | 0,47   | 0,56                                     | 0,32   | 0,35   |
| Eventi di process safety   | (numero)  |        |  |        |        |
| Tier 1   |   | 17     | 16                                       | 16     | 14     |
| Tier 2   |   | 21     | 16                                       | 24     | 33     |
| Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro                     |   | 4      | 3  | 0      | 1      |
| Dipendenti   |   | 0      | 0  | 0      | 0      |
| Contrattisti   |   | 4      | 3  | 0      | 1      |
| Fatality index   | (infortuni mortali ore lavorate) x 100.000.000    | 1,46   | 1,92                                     | 0,00   | 0,39   |
| Dipendenti   |   | 0,00   | 0,00                                     | 0,00   | 0,00   |
| Contrattisti   |   | 2,13   | 2,89                                     | 0,00   | 0,58   |
| Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi) | (infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000        | 0,01   | 0,01                                     | 0,00   | 0,00   |
| Dipendenti   |   | 0,01   | 0,02                                     | 0,00   | 0,00   |
| Contrattisti   |   | 0,01   | 0,00                                     | 0,00   | 0,00   |
| Near miss  | (numero)  | 899    | 631                                      | 780    | 841    |
| Numero di ore lavorate   | (milioni di ore)                                  | 273,7  | 156,4                                    | 256,5  | 255,1  |
| Dipendenti   |   | 85,6   | 52,5                                     | 82,9   | 81,8   |
| Contrattisti   |   | 188,1  | 103,9                                    | 173,6  | 173,3  |

## Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. La **cultura ambientale** è una leva importante per assicurare la corretta gestione delle tematiche ambientali e, pertanto, nel 2022, Eni ha proseguito le attività di sensibilizzazione attraverso una campagna di comunicazione rivolta a tutti i dipendenti, una serie di "Talk Ambientali" su temi di attualità, e il percorso formativo "Insieme per l'ambiente" (percorso e-learning su diverse aree tematiche, tra cui: le possibili ricadute a seguito di un evento ambientale su scala globale e locale, il valore della comunicazione efficace dei rischi associati ad aspetti ambientali e ruoli e responsabilità in materia ambientale). Le attività di sensibilizzazione hanno coinvolto anche i siti operativi con specifiche attività di engagement sulla gestione delle tematiche ambientali. Nel 2022 Eni, in collaborazione con l'Università degli Studi di Padova, ha lanciato il progetto Be Green dedicato alla valutazione e analisi del ruolo del fattore umano e alla promozione di una cultura ambientale condivisa a vari livelli nell'organizzazione. Inoltre, è proseguita la campagna per la promozione delle Environmental Golden Rules, volta all'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei dipendenti e dei fornitori, in modo che le loro attività riflettano

i valori, l'impegno e gli standard Eni. Tale percorso ha portato alla sottoscrizione da parte di 19 siti, in Italia, di Patti per l'ambiente e la sicurezza, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili tramite l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. In continuità con lo scorso anno, l'azienda ha proseguito le attività dedicate alla digitalizzazione ambientale per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali dedicati per ciascun sito.

Il percorso di transizione verso **un'economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, attraverso la promozione di un modello di business che applica i principi circolari alle filiere esistenti e dà valore a nuove filiere e prodotti sostenibili. I principi circolari sono internalizzati nell'upstream, con la massimizzazione delle opportunità di riutilizzo degli asset e con il riciclo dei materiali; gli stessi temi sono ripresi dagli approvvigionamenti, con le azioni di sensibilizzazione e di coinvolgimento dei fornitori attraverso la piattaforma digitale "Open-es"; nel downstream, con la produzione di biocarburanti e, nei prossimi anni, di biometano ottenuti dalla valorizzazione di rifiuti e scarti, e nuove tecnologie per la valorizzazione dei rifiuti (es. FORSU). Tra i suoi business, Versalis è particolarmente impegnata nello sviluppo di tecnologie di riciclo dei polimeri sia di tipo meccanico

che di tipo chimico. Eni Rewind<sup>24</sup> valorizza suoli, acque e rifiuti con progetti di risanamento e di riqualificazione sostenibili. Eni ha anche continuato lo sviluppo e l'applicazione a diversi contesti aziendali del proprio Modello di misurazione della circolarità<sup>25</sup>, validato da un ente terzo di certificazione, che rappresenta uno strumento essenziale per il controllo, la gestione, la trasparenza e la credibilità degli obiettivi e degli impegni assunti nel percorso verso un modello di economia circolare. Le **bioraffinerie** si inseriscono in un contesto di decarbonizzazione della mobilità attraverso l'offerta di prodotti sempre più a basse emissioni e il mantenimento dell'occupazione; in quest'ottica, a ottobre 2022, Eni ha definitivamente interrotto l'approvvigionamento di olio di palma in uso nelle bioraffinerie di Venezia e Gela per la produzione di biocarburanti idrogenati, raggiungendo in anticipo l'obiettivo dichiarato di diventare "palm oil free" entro fine 2023. La quota dell'olio di palma è stata definitivamente sostituita da cariche alternative (es. oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e di tipo advanced (es. materiale lignocellulosico, e bio-oli) all'interno del ciclo produttivo. Inoltre, nella seconda metà del 2022, la bioraffineria di Gela ha ricevuto il primo carico di olio vegetale prodotto nell'agri-hub di Makueni, in Kenya, dove avviene la spremitura di semi di ricino, di croton e di cotone, agri-feedstock di produzione Eni che non sono in competizione con la filiera alimentare, coltivati in aree degradate, raccolti da alberi spontanei o risultanti dalla valorizzazione di sottoprodotti agricoli. Anche il piano di diffusione dei biocarburanti HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) si pone nel quadro dell'economia circolare, consentendo la valorizzazione degli scarti agricoli, di allevamento e dei reflui, per i trasporti leggeri, pesanti, marittimi e l'aviazione. Per la **gestione dei rifiuti** si pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero ricercando ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti in Italia è gestita da Eni Rewind che ha proseguito il progetto di digitalizzazione avviato nel 2020 per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti, viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza del sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

Per garantire la **gestione** efficiente della **risorsa idrica**, Eni valuta l'utilizzo dell'acqua con i relativi impatti sull'ecosistema, sugli altri utenti e sull'organizzazione stessa. Specialmente nelle aree a stress idrico, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, inoltre, il processo di qualifica dei fornitori Eni include l'utilizzo della risorsa idrica come elemento di valutazione. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sulla risorsa idrica<sup>26</sup>, nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione delle proprie attività al rischio idrico, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2022 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio B, in linea con la media di settore. Eni persegue la riduzione dei prelievi di acqua dolce agendo su due leve: l'aumento dell'efficienza o dei ricicli interni di acqua dolce e la sostituzione delle fonti di acqua dolce di alta qualità (di falda, superficiale, municipale o da terzi) con acqua di bassa qualità, ad esempio, acqua da bonifica, reflua o dissalata. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua trattata nei propri impianti di bonifica di acque di falda contaminate (TAF - Trattamento Acque di Falda), contribuendo, in tal modo, alla diminuzione dei prelievi di acqua di alta qualità, spiazzate dall'impiego di analoghe quantità di acqua da TAF. L'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione reiniettate permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra, contribuendo quindi alla salvaguardia della risorsa idrica specialmente nelle aree a stress idrico<sup>27</sup>. La realizzazione dei progetti specifici viene condotta nel rispetto delle autorizzazioni locali necessarie che, in alcuni casi, possono richiedere il coinvolgimento degli stakeholder locali. Inoltre, Eni si è dotata di precisi standard interni da utilizzare qualora le norme cogenti locali siano meno stringenti, o assenti, per quanto concerne la conservazione dell'ambiente e della risorsa idrica, sottostando, in ultima analisi, anche a quanto indicato dai principali standard internazionali. Con riferimento alle sostanze potenzialmente pericolose<sup>28</sup> per le quali gli scarichi sono oggetto di trattamento Eni effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici e, in particolare, degli idrocarburi presenti nelle acque di scarico dopo trattamento e di oli totali nelle acque di produzione scaricate. Sono inoltre adottate soglie di pre-allarme interne nel caso di superamento della concentrazione di microinquinanti nelle acque scaricate, specifici per ogni attività produttiva, allo scopo di avviare eventuali azioni correttive in maniera tempestiva, qualora necessario.

(24) Eni Rewind è la società ambientale di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica.

(25) Il modello risponde già a svariati requisiti dello standard UNI/TS 11820 emesso a fine 2022, che rappresenta al momento l'unico benchmark/misura esistente di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, sia in Italia che all'estero.

(26) <https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/acqua-it.pdf>.

(27) Le aree a stress idrico sono individuate con l'impiego di Aqueduct, strumento realizzato dal World Resources Institute, e monitorate annualmente attraverso un'analisi interna attuata fino al dettaglio del singolo sito operativo.

(28) Come normato dal D.Lgs. n°152 (T.U. ambientale), o analogo riferimento normativo per Paesi esteri.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione degli oil spill in Italia, in Val d'Agri sulla rete di produzione è stata completata la manutenzione, con contestuale aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms<sup>29</sup>. Tale aggiornamento è stato anche eseguito per il monitoraggio Leak Detection<sup>30</sup> della linea di trasporto crude oil Rossa del Centro Olio Val d'Agri (COVA) e sulla linea di iniezione acqua industriale del COVA. Sempre in Val D'Agri è stato ottimizzato il sistema di monitoraggio e allerta meteo Early Warning - Cassandra Meteo Forecast<sup>31</sup>, applicato al controllo continuo dei rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici del COVA ed al monitoraggio delle coltivazioni agricole (Agri Hub). Inoltre, sono stati svolti studi di fattibilità per un'evoluzione di tale sistema, per la mitigazione dei rischi derivanti da eventi naturali per l'impiego in impianti fotovoltaici ed eolici (Early Warning for Asset Integrity). In Italia, l'aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms<sup>®</sup> e successivo avviamento è stato anche effettuato sulle linee downstream di Rho-Malpensa e Pantano-Fiumicino e sempre in Italia, sulla rete retail, è stato eseguito il risanamento cautelativo di alcuni serbatoi interrati e la bonifica e messa fuori servizio di serbatoi di olio esausto. In Nigeria è stato completato il programma di aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms<sup>®</sup> su alcune trunkline con contestuale avviamento mentre su altre sono stati completati i lavori di installazione dei nuovi sensori del sistema. Nel frattempo, è stato anche definito un piano operativo per nuove installazioni e-vpms<sup>®</sup> sul network di produzione e trasporto crude oil. Tra i vari approcci sostenibili e circolari nell'ambito delle attività di bonifica, si segnala la prossima realizzazione di un impianto di fitodepurazione, che potrà essere utilizzato anche per il trattamento delle acque provenienti dal processo industriale. Inoltre, al fine di favorire l'impiego di tecnologie di bonifica più sostenibili, è stato inserito un set di analisi microbiologiche per la verifica dell'applicabilità di bioremediation<sup>32</sup>. In aggiunta, è stata completata ed applicata ad un caso studio, la metodologia di screening per la valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali che possono coinvolgere le pipeline. Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP - International Association of Oil & Gas Producers per rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a valle di eventuali oil spill, anche partecipando ad iniziative regionali (in aree quali Caspian Sea, Black Sea e West/Central/Southern Africa e Central Eurasia). Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche, Eni ha sviluppato nel tempo un modello di gestione della **Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)** "scien-

ce-based", avvalendosi di collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità i.e. Fauna & Flora International (dal 2003), Wildlife Conservation Society (dal 2016) e più recentemente IUCN - International Union for Conservation of Nature (2022); dal 2009 Eni è membro di Proteus, un'iniziativa di UNEP/WCMC (World Conservation Monitoring Centre) per la raccolta e diffusione di dati ed informazioni a livello globale relativi alla biodiversità e agli ecosistemi. Da anni, tale modello è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale<sup>33</sup> derivanti dalla presenza dei siti e attività di Eni. Il modello di gestione BES si basa su un approccio basato sul rischio, applicato alle operazioni esistenti e ai nuovi progetti, e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo delle comunità locali) siano identificate e gestite sin dalle prime fasi progettuali. Gli studi BES valutano per ciascuna fase del progetto la significatività di un impatto combinando la magnitudo dell'impatto con la sensibilità del valore BES nell'area coinvolta<sup>34</sup>. Non solo vengono valutati e gestiti i potenziali impatti sugli aspetti BES prioritari, ma vengono considerate anche le opportunità di dare un contributo positivo alla loro conservazione. Ciò avviene attraverso l'applicazione sistematica della Gerarchia di Mitigazione con cui si dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive e con cui si promuove il miglioramento continuo della gestione BES verso l'assenza di perdite nette di biodiversità (no net loss) o miglioramento delle condizioni (net gain), a seconda dei rischi e del contesto specifico del progetto. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e per tutto il ciclo di vita, al fine di garantire l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le aspettative e le preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano le esigenze locali. L'esposizione al rischio biodiversità viene periodicamente valutata mappando i siti operativi di Eni rispetto alla loro vicinanza geografica con aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo-ambientale e valutare i potenziali impatti da evitare o mitigare attraverso Piani d'Azione (BAP - Biodiversity Action Plan). I BAP inoltre specificano i target, i monitoraggi, le tempistiche, le responsabilità e gli indicatori di performance e sono periodicamente aggiornati per tutta la vita del progetto garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al

(29) e-vpms<sup>®</sup> è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.

(30) Leak Detection è un sistema di rilevamento perdite in condizioni operative sia in fase di trasporto che di standby del fluido.

(31) Sistema di allerta preventivo in grado di supportare la gestione dell'integrità di oleodotti e gasdotti e di prevedere possibili rischi idrogeologici legati ad eventi naturali (allagamenti e dissesto dei versanti).

(32) Tecnologia di bonifica ambientale che fa leva su microrganismi in grado di biodegradare o detossificare sostanze inquinanti.

(33) La perdita di biodiversità è infatti oggi globalmente riconosciuta come uno dei rischi più importanti in termini di impatto e probabilità, alla stregua del cambiamento climatico e delle crisi idriche (WEF 2020).

(34) La magnitudo descrive il livello di pressione che il progetto potrebbe esercitare sul valore BES, ed è calcolata come combinazione della durata e/o irreversibilità degli impatti ed estensione/scala dell'area interessata. La sensibilità del valore BES viene valutata combinandone l'importanza (es. presenza di specie minacciate o habitat critici interessati) con la sua vulnerabilità e resilienza.

rischio. Nel caso di aree che sono riconosciute dall'UNESCO come siti con "Eccezionale Valore Universale" (OUV - Outstanding Universal Value), Eni ha adottato una politica di "NO GO". Nel 2019, Eni ha quindi comunicato il suo impegno a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO; inoltre, nelle joint venture in cui Eni non è operatore, viene promosso con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la Policy BES di Eni. Nel 2022 Eni ha siglato una partnership biennale con IUCN per l'identificazione di buone pratiche di mitigazione degli impatti sulla biodiversità associata allo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. Il progetto, guidato da IUCN e da The Biodiversity Consultancy con la collaborazione di Fauna & Flora International e di altre quattro società energetiche, fornirà criteri e strumenti per selezionare le aree più ottimali dal punto di vista ambientale per lo sviluppo di impianti di energia solare ed eolica, fornendo indicazioni per ridurre al minimo l'impatto sulla biodiversità nell'estrazione delle materie prime per la produzione dei componenti degli impianti di energia rinnovabile, indicazioni sulla gestione degli impatti cumulativi, sulla pianificazione territoriale e sulle opportunità di miglioramento della natura nelle aree di sviluppo di parchi solari ed eolici. Inoltre, nel 2022 Eni ha partecipato, attraverso associazioni di settore (IPIECA, WBCSD), alle negoziazioni del nuovo accordo quadro globale per la biodiversità "Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework" accogliendone con favore gli obiettivi e la visione globale. Tra le inclusioni più significative del Framework c'è la richiesta alle grandi aziende di monitorare, valutare e divulgare in modo trasparente i propri rischi, dipendenze e impatti sulla biodiversità. Tale approccio è, già da lungo tempo, parte del sistema di gestione BES di Eni che prevede un aggiornamento periodico delle valutazioni dell'esposizione al rischio biodiversità per le operazioni del proprio portfolio.

## Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 i **prelievi di acqua** di mare sono risultati in sensibile riduzione, per il contributo di tutte le aree di business, in particolare dei settori R&M e Chimica (-200 Mm<sup>3</sup> per le fermate per manutenzione del petrolchimico di Porto Marghera e della Raffineria di Taranto e per le minori produzioni di quella di Gela), Upstream (oltre -47 Mm<sup>3</sup> per l'uscita dal dominio di Eni Angola SpA) e Corporate ed Altre Attività (-13 Mm<sup>3</sup> circa per l'uscita dal dominio di ILCV SpA). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 9% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 79% al settore R&M e Chimica, hanno registrato un complessivo aumento riconducibile all'entrata nel dominio di consolidamento di Versalis dei Consorzi di Porto Marghera e Ravenna, che forniscono un servizio di gestione idrica per l'intero sito industriale, inclusa la distribuzione dell'acqua prelevata anche a società coinesediate differenti da Eni. Escludendo i prelievi effettuati per terzi, i prelievi di acqua dolce utilizzati nei processi produttivi Eni nel 2022 si riducono del 2% rispetto all'anno precedente, grazie ad iniziative intraprese per ottimizzare i recuperi interni presso la raffineria di Sannazzaro, alle minori produzioni di energia elettrica di

Enipower, alla riduzione dei consumi della centrale di IPP OKPAI in Nigeria e all'avvio nella seconda parte del 2021 dell'impianto di desalinizzazione presso Zohr in Egitto con azzeramento dei prelievi di acqua dolce. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è risultata pari al 90%, in leggero calo rispetto al dato 2021 (91%), anche a causa della fermata generale del sito di Dunkerque di Versalis (oltre -111 Mm<sup>3</sup> di acqua riciclata). La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è salita al 59% (58% nel 2021), nonostante il deconsolidamento di Vår Energi e la vendita di alcuni asset in Congo, con conseguente riduzione sia dei volumi di acqua prodotta sia di quelli di acqua reiniettata. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2022 il 2% dei prelievi idrici totali di Eni (dato in leggero aumento rispetto al 2021 per effetto dell'entrata nel dominio dei Consorzi Versalis). Nel 2022, in particolare, Eni ha prelevato 131 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce, di cui 30,3 Mm<sup>3</sup> da aree a stress idrico (15,3 Mm<sup>3</sup> da acque superficiali, 6,3 Mm<sup>3</sup> da acque sotterranee, 3,1 Mm<sup>3</sup> da terze parti, 3,0 Mm<sup>3</sup> da acquedotto e 2,6 Mm<sup>3</sup> da TAF). I prelievi di acqua di mare e di acque salmastre in aree a stress idrico sono stati rispettivamente pari a 942 Mm<sup>3</sup> e 8 Mm<sup>3</sup>. L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 21,1 Mm<sup>3</sup>. Nel 2022 Eni ha scaricato 98 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce di cui 18,8 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico, pari al 19% (20% nel 2021). Nel 2022 i consumi idrici totali di Eni sono stati pari a 122 Mm<sup>3</sup> (di cui 31,7 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico).

I barili sversati a seguito di **oil spill operativi** sono diminuiti del 35% rispetto al 2021. Tra gli eventi più significativi si segnala uno sversamento in Egitto di 300 barili da un oleodotto adibito al trasferimento di greggio da una piattaforma offshore all'impianto onshore (quasi la metà del prodotto recuperato). Il 38% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Egitto, il 19% a quelle in Libia e il 13% a quelle in Nigeria. Complessivamente è stato recuperato quasi il 22% dei volumi di oil spill operativi. Per quanto riguarda gli **oil spill da sabotaggio**, nel 2022 è quasi raddoppiato il numero degli eventi rispetto all'anno scorso e conseguentemente anche i volumi sversati sono aumentati di oltre il 70%. Tutti gli eventi sono avvenuti in Nigeria: tra gli sversamenti più significativi si registra uno spill di 1.250 barili causato dall'utilizzo di esplosivo sulla linea Ogoda-Brass nell'area del delta del Niger (di cui oltre 1.000 barili recuperati). Complessivamente è stato recuperato l'80% dei volumi complessivi da sabotaggio. I volumi sversati da spill operativi hanno impattato per il 45% il suolo e per il 55% il corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 99,6% il suolo e per lo 0,4% il corpo idrico. I volumi sversati a seguito di chemical spill (47 barili totali) sono principalmente riconducibili ad uno spill avvenuto presso il Centro Olio Val d'Agri (31 barili di prodotto).

I **rifiuti da attività produttive** generati nel 2022 sono aumentati del 29% rispetto al 2021, principalmente a seguito dell'incremento dell'acqua di produzione di Zohr (Petrobrel, Egitto) trattata come rifiuto pericoloso. I rifiuti non pericolosi sono in lieve aumento rispetto al 2021 (+2%), in particolare nella raffinazione a seguito dei fermi impianti presso le raffinerie di

Taranto e Gela e per i cantieri legati a nuovi impianti presso le raffinerie di Venezia e Livorno. Al trend in crescita hanno inoltre contribuito Enipower (costruzione di una nuova caldaia e due nuove turbine presso la centrale di Ravenna) e le attività cantieristiche per la realizzazione di nuovi impianti Plenitude in Italia e Slovenia. I rifiuti recuperati e riciclati sono rimasti stabili all'11% dei rifiuti totali smaltiti<sup>35</sup>. I rifiuti smaltiti presso terzi sono stati pari all'87% del totale (92% i rifiuti pericolosi e 83% quelli non pericolosi), mentre i rifiuti recuperati e riciclati presso terzi sono stati pari al 91% del totale (100% i rifiuti pericolosi e 89% quelli non pericolosi). Nel 2022 sono state generate complessivamente 4,4 milioni di tonnellate di **rifiuti da attività di bonifica** (di cui 4,1 milioni da Eni Rewind), costituite per oltre l'84% da acque trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente; i restanti volumi sono movimentati e conferiti presso impianti di terzi. Sono stati spesi €558 milioni in attività di bonifica. Le **emissioni di inquinanti in atmosfera** sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di particolato (PM) che sono aumentate del 4% rispetto all'anno precedente. La riduzione delle emissioni di SO<sub>x</sub> è legata al minor volume di gas inviato a torcia acida presso il centro COVA del Distretto Meridionale, mentre la riduzione delle produzioni di raffinerie e impianti petrolchimici ha influito sulla riduzione degli NMVOC. Le emissioni di PM sono complessivamente aumentate in relazione all'ingresso nell'area di consolidamento di DLNG Service SAE (Damietta LNG) e all'aumento del gas trasportato da parte di Sergaz.

L'analisi 2022 della mappatura dei siti ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale, all'interno di aree prioritarie<sup>36</sup> per la conservazione della **biodiversità** riguarda 21 siti operativi<sup>37</sup>, tutti ubicati in Italia ad eccezione di un sito in Spagna e uno in Francia; ulteriori 45 siti<sup>37</sup> situati in 11 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Tunisia, Ungheria e USA) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Circa il 40% dei siti in, o adiacenti, ad aree importanti per la biodiversità sono siti per la generazione di energia rinnovabile, la restante parte sono stabilimenti petrolchimici, raffinerie o depositi. Per quanto riguarda il settore Upstream, 29 concessioni<sup>37</sup> risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, avendo attività operative nell'area di sovrapposizione. Tali concessioni si trovano in 6 Paesi: Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete

Natura 2000<sup>38</sup> che ha un'estesa dislocazione sul territorio europeo; tale esposizione risulta meno accentuata rispetto allo scorso anno a seguito dell'uscita dei Siti Natura 2000 del Regno Unito. Le stesse aree però sono confluite sotto la categoria "altre aree protette". In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dell'UNESCO (WHS<sup>39</sup>); un solo sito Upstream<sup>40</sup> è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta, né sono stati identificati impatti significativi che possano minacciarne l'Eccezionale Valore Universale (OUV - Outstanding Universal Value). Nel 2022 si sono svolte attività di ripristino di habitat o protezione della biodiversità (avviate e/o in corso nell'anno) in Congo, Egitto, Nigeria, Regno Unito, Usa (Alaska), Messico, Ghana, Spagna e Italia. Le principali azioni implementate riguardano attività di ripristino ecologico di foreste o altri habitat naturali, attività di monitoraggio e conservazione delle specie, attività di sensibilizzazione delle comunità e dei lavoratori. Ad esempio, in Alaska è in esecuzione sin dal 2009 un BAP per mitigare gli impatti e dimostrare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo del No Net Loss e, dove possibile, contribuire a migliorare lo stato (net gain) e la conoscenza della biodiversità nell'area dell'Alaska North Slope. Tra le principali azioni in corso nel 2022 si segnalano (i) il monitoraggio dei movimenti degli orsi polari all'interno dell'area operativa, (ii) il ripristino di una cava di ghiaia dismessa come zona umida che include habitat per gli uccelli selvatici locali. Inoltre, nel 2022 Eni ha ingaggiato un team di scienziati artici della ONG internazionale per la conservazione WCS (Wildlife Conservation Society) che sta collaborando con le autorità e le comunità locali per sperimentare nuovi approcci a basso disturbo per il rilevamento delle tane degli orsi polari e approcci per la protezione e il ripristino della tundra artica. Nel 2022 l'analisi condotta sul database globale della Lista Rossa IUCN<sup>41</sup> ha evidenziato la possibile presenza di 57 specie in pericolo critico, 155 in pericolo e 285 specie vulnerabili in prossimità delle aree operative di Eni. Le specie quasi minacciate e di minor preoccupazione sono invece rispettivamente 318 e 4.568. Si segnala inoltre che risultano 313 specie catalogate come "data deficient", per cui le informazioni a livello globale sono inadeguate per una valutazione diretta o indiretta del rischio di estinzione. Le specie carenti di dati sono attenzionate da Eni alla stregua delle categorie intermedie di rischio perché hanno alte probabilità di essere specie in pericolo di estinzione, vista la mancanza di dati adeguati alla valutazione del rischio di estinzione.

(35) Nel dettaglio, nel 2022 il 4% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 6% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il restante 88% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 16% è stato recuperato/riciclato, il 3% è stato incenerito, il 6% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 75% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(36) Aree Protette e KBA (Key Biodiversity Areas). Le KBA sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas".

(37) Questo valore totale non è calcolabile sommando i valori presenti nella successiva tabella dedicata in quanto un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

(38) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 2009/147/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(39) World Heritage Site.

(40) Nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta, né sono identificati impatti significativi a minaccia dell'OUV del sito.

(41) La Lista Rossa IUCN è un indicatore per misurare lo stato della biodiversità, in quanto riflette la resilienza o la vulnerabilità degli habitat contribuendo ad indicare le priorità d'intervento e le azioni necessarie per la conservazione.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |  | 2022         |  | 2021                 | 2020                 |
|--|--|--------------|--|----------------------|----------------------|
|  |  | Totale       | di cui società consolidate integralmente | Totale               | Totale               |
| <b>ACQUA</b>   |  |              |  |                      |                      |
| Prelievi idrici totali   | (milioni di metri cubi)                        | <b>1.424</b> | 1.367                                    | 1.673                | 1.723                |
| di cui: acqua di mare  |  | <b>1.283</b> | 1.268                                    | 1.533                | 1.599                |
| di cui: acqua dolce <sup>(a)</sup>                                       |  | <b>131</b>   | 97                                       | 125                  | 113                  |
| di cui: prelevata da acque superficiali                                  |  | <b>98</b>    | 69                                       | 82                   | 71                   |
| di cui: prelevata da sottosuolo  |  | <b>18</b>    | 13                                       | 23                   | 21                   |
| di cui: prelevata da acquedotto o cisterna                               |  | <b>6</b>     | 5  | 7                    | 7                    |
| di cui: acqua da TAF <sup>(b)</sup> utilizzata nel ciclo produttivo      |  | <b>5</b>     | 5  | 6                    | 4                    |
| di cui: risorse idriche di terze parti <sup>(c)</sup>                    |  | <b>4</b>     | 4  | 7                    | 10                   |
| di cui: prelevata da altri stream  |  | <b>0</b>     | 0  | 0                    | 0                    |
| di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie           |  | <b>10</b>    | 2  | 15                   | 11                   |
| Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico                          |  | <b>30,3</b>  | 20,3                                     | 25,9                 | 26,5                 |
| Riutilizzo di acqua dolce  | (%)  | <b>90</b>    | 92                                       | 91                   | 91                   |
| Totale acqua di produzione estratta (upstream) <sup>(d)</sup>            | (milioni di metri cubi)                        | <b>44</b>    | 20                                       | 58                   | 57                   |
| Acqua di produzione reiniettata  | (%)  | <b>59</b>    | 43                                       | 58                   | 53                   |
| Scarico idrico totale <sup>(e)</sup>                                     | (milioni di metri cubi)                        | <b>1.291</b> | 1.280                                    | 1.539 <sup>(g)</sup> | 1.584 <sup>(g)</sup> |
| di cui: in mare  |  | <b>1.215</b> | 1.206                                    | 1.456 <sup>(g)</sup> | 1.501                |
| di cui: in acque superficiali  |  | <b>61</b>    | 61                                       | 69                   | 67                   |
| di cui: in rete fognaria   |  | <b>12</b>    | 10                                       | 11                   | 11                   |
| di cui: ceduto a terzi <sup>(f)</sup>                                    |  | <b>3</b>     | 3  | 3                    | 4                    |
| Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico                           |  | <b>18,8</b>  | 17,7                                     | 19                   | 18,3                 |
| Consumi idrici totali:   |  | <b>122</b>   | 96                                       | 125                  | 136                  |
| di cui: in aree a stress idrico  |  | <b>31,7</b>  | 12,0                                     | 33,3                 | 39,0                 |
| <b>OIL SPILL</b>   |  |              |  |                      |                      |
| Oil spill operativi <sup>(h)</sup>                                       |  |              |  |                      |                      |
| Numero totale di oil spill (>1 barile)                                   | (numero)                                       | <b>36</b>    | 20                                       | 36                   | 46                   |
| di cui: upstream   |  | <b>28</b>    | 12                                       | 30                   | 43                   |
| Volumi di oil spill (>1 barile)  | (barili)                                       | <b>886</b>   | 375                                      | 1.355                | 958                  |
| di cui: upstream   |  | <b>845</b>   | 334                                      | 436                  | 882                  |
| Oil spill da sabotaggi (compresi furti) <sup>(h)</sup>                   |  |              |  |                      |                      |
| Numero totale di oil spill (>1 barile)                                   | (numero)                                       | <b>244</b>   | 244                                      | 125 <sup>(h)</sup>   | 110                  |
| di cui: upstream   |  | <b>244</b>   | 244                                      | 125                  | 109                  |
| Volumi di oil spill (>1 barile)  | (barili)                                       | <b>5.253</b> | 5.253                                    | 3.053 <sup>(h)</sup> | 5.866                |
| di cui: upstream   |  | <b>5.253</b> | 5.253                                    | 3.053 <sup>(h)</sup> | 5.457                |
| Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile) |  | <b>5.253</b> | 5.253                                    | 3.053                | 4.452                |
| Chemical spill   |  |              |  |                      |                      |
| Numero totale di chemical spill  | (numero)                                       | <b>13</b>    | 11                                       | 20                   | 24                   |
| Volumi di chemical spill   | (barili)                                       | <b>47</b>    | 45                                       | 68                   | 3                    |
| <b>RIFIUTI</b>   |  |              |  |                      |                      |
| Rifiuti da attività produttive   | (milioni di tonnellate)                        | <b>2,7</b>   | 1,8                                      | 2,1                  | 1,8                  |
| di cui: pericolosi   |  | <b>1,1</b>   | 0,3                                      | 0,5                  | 0,4                  |
| di cui: non pericolosi   |  | <b>1,6</b>   | 1,5                                      | 1,6                  | 1,4                  |
| Rifiuti riciclati/recuperati   |  | <b>0,3</b>   | 0,3                                      | 0,2                  | 0,2                  |
| di cui: pericolosi   |  | <b>0,0</b>   | 0,0                                      | 0,0                  | 0,0                  |
| di cui: non pericolosi   |  | <b>0,3</b>   | 0,3                                      | 0,2                  | 0,2                  |
| Rifiuti destinati a smaltimento  |  | <b>2,4</b>   | 1,5                                      | 1,9                  | 1,6                  |
| di cui: pericolosi   |  | <b>1,0</b>   | 0,2                                      | 0,4                  | 0,4                  |
| di cui: non pericolosi   |  | <b>1,4</b>   | 1,3                                      | 1,5                  | 1,2                  |
| <b>EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA</b>                              |  |              |  |                      |                      |
| Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)                           | (migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq) | <b>48,8</b>  | 27,7                                     | 48,8                 | 51,7                 |
| Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)                           | (migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq) | <b>17,9</b>  | 3,9                                      | 18,5                 | 15,3                 |
| Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)               | (migliaia di tonnellate)                       | <b>23,1</b>  | 12,6                                     | 24                   | 21,4                 |
| Emissioni di PM (Particulate Matter)                                     |  | <b>1,4</b>   | 0,6                                      | 1,4                  | 1,3                  |

(a) Di cui prelievi di acque dolci ceduti a terzi senza utilizzo nei processi produttivi Eni: 15 Mm<sup>3</sup> nel 2022 (per inclusione nel dominio dei Consorzi Versalis), 3 Mm<sup>3</sup> nel 2021 e 1 Mm<sup>3</sup> nel 2020.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Si segnala che nel 2022 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 25,6 Mm<sup>3</sup>. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari 14,8 Mm<sup>3</sup>.

(e) Del totale degli scarichi idrici il 7% circa è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

(g) I dati presenti nella DNF 2021 sono stati aggiornati.

(h) I dati presenti nella DNF 2021 sono stati aggiornati a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione.

## NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE O ADIACENTI A SITI E CONCESSIONI APPARTENENTI A SOCIETÀ OPERATE<sup>(a)</sup>

|   | Analisi svolta sui siti operativi del downstream di Eni, Versalis, Enipower e Eni Plenitude |  | Analisi svolta sulle concessioni Upstream           |
|---|---|--|---|
|   | In sovrapposizione a siti operativi   | Adiacente a siti operativi (<1km) <sup>(b)</sup> | Con attività operativa nell'area di sovrapposizione |
|   | 2022  | 2022   | 2022  |
| Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS) (numero) | 0   | 0  | 0   |
| Natura 2000   | 14  | 38   | 11  |
| IUCN <sup>(c)</sup>                                     | 5   | 23   | 2   |
| Ramsar <sup>(d)</sup>                                   | 0   | 3  | 2   |
| Altre Aree Protette                                     | 2   | 9  | 14  |
| KBA   | 9   | 15   | 8   |

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni Upstream appartenenti a società operate in Egitto e stabilimenti del downstream di Eni, anch'essi appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni Upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(d) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

## Diritti umani



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel 2018 dal CdA. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)<sup>42</sup> e dalle Linee Guida OCSE destinate alle Multinazionali<sup>43</sup>. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights<sup>44</sup>, pubblicato annualmente dal 2019, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati. Nel 2022 il Comitato Sostenibilità e Scenari, che ha funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA sui temi ESG e anche Diritti Umani, ha approfondito le attività dell'anno, tra cui il modello di gestione risk-based adottato da Eni e lo Slavery and Human Trafficking Statement approvato dal CdA ad aprile 2022. Anche quest'anno Eni ha proseguito nel processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi

specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali, a seconda del ruolo. Con riferimento alla formazione, in continuità con il programma di sensibilizzazione pluriennale lanciato nel 2016, anche nel 2022, sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati principalmente alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia, inclusi approfondimenti su tematiche di interesse di singole attività/famiglie professionali. L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la Società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security. Nel 2020 è stato realizzato un modello risk-based di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro** finalizzato a segmentare le società Eni in base a parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e legati al processo di gestione delle risorse umane (tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro, la libertà di

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

(43) OECD Guidelines for Multinational Enterprises.

(44) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2021/eni-for-human-rights-2021.pdf>

associazione e contrattazione collettiva). Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio, o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Nel corso del 2022 è stata approfondita l'applicazione del modello nelle società controllate del business upstream già oggetto di monitoraggio nel 2021 ed è stata effettuata una prima applicazione nell'ambito Energy Evolution. Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti**, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based – aggiornato nel 2021 – che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività Upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRR) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel 2022 tali approfondimenti sono stati condotti per i progetti di sviluppo degli agri-feedstock avviati in Kenya e in Congo<sup>45</sup>, identificando delle raccomandazioni volte a mitigare i potenziali impatti negativi, declinate in Piani d'Azione da implementare nel 2023. Nel corso dell'anno è stato, inoltre, dato seguito ai Piani d'Azione sugli assessment del 2021: a Cabinda Centro in Angola; nel Blocco 47 in Oman; nel blocco di Dumre in Albania; nell'Area C dell'Emirato di Sharjah (UAE). Tutti i report degli HRIA condotti fino al 2020 ed i relativi Piani di Azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei Piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni<sup>46</sup>.

In alcuni Paesi, quali l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste Policy, riferita alle popolazioni indigene in Alaska<sup>47</sup> interessate dalle attività di business svolte dalla società Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021. Nel corso dell'anno non sono stati rilevati episodi di violazione dei diritti di tali popolazioni<sup>48</sup>.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, tutelato attraverso un processo di procurement che prevede l'adozione di un modello di valutazione dedicato ai diritti umani, nonché di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella

selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo "Fornitori"). Per sancire e rafforzare l'impegno sui valori fondamentali e in particolare sul rispetto dei diritti umani, le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere il "Codice di Condotta Fornitori", un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement (dalla candidatura alla qualifica, ai procedimenti di acquisto fino alla fase di esecuzione) sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani. La valutazione e il presidio sul rispetto dei diritti umani trovano applicazione nei processi di procurement attraverso un modello risk-based che consente di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio basato sul contesto Paese e sulle attività<sup>49</sup> svolte. Al fine di rafforzare il presidio sul tema ed in particolare sui rischi legati al lavoro forzato/obbligato e al diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva, nel 2022 l'applicazione del modello risk-based è stata estesa ad ulteriori 13 società estere, per un totale di 24, e ha consentito l'individuazione di Nigeria, Congo e Mozambico come Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio. Oltre alle attività di due diligence, valutazione di gara, feedback d'esecuzione e aggiornamenti con questionari dedicati, il modello risk-based prevede lo svolgimento sui fornitori di verifiche atte a monitorare, in coerenza con gli standard internazionali SA8000, il presidio dei diritti umani: nel 2022 sono state effettuate più di 350 verifiche approfondite, documentali ed in campo, su fornitori diretti ed indiretti. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani, sono stati inoltre organizzati dei programmi di formazione da remoto e dei workshop verso colleghi delle funzioni di Vendor Management di consociate estere. Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispettivamente, nel "Slavery and Human Trafficking Statement"<sup>50</sup> e nella Posizione sui "Conflict minerals"<sup>51</sup>. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di "conflict minerals" (tantalo, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy companies nella tutela e promozione degli

(45) <https://www.eni.com/it-IT/mobilita-sostenibile/biocarburanti-oli-vegetali.html>

(46) <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/rispetto-diritti-umani.html>

(47) Si veda: [https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020\\_final.pdf](https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020_final.pdf)

(48) Con riferimento ai Paesi summenzionati, dove non sono emerse segnalazioni attraverso i grievance mechanism locali, su tematiche riconducibili ai diritti umani, nel corso dell'anno.

(49) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE. Sono state classificate come attività ad alto rischio sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili.

(50) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(51) In adempimento alla normativa della US SEC.

Human Rights. Come comunicato ufficialmente l'8 dicembre 2022 dalla stessa VPI, dopo aver ottenuto già nel 2020 l'ammissione in qualità di "Engaged Corporate Participant", Eni ha acquisito lo status di "Full Member" della Voluntary Principles Initiative grazie alla dimostrazione dell'impegno profuso sul tema della promozione e sensibilizzazione verso gli Human Rights da parte di tutte le funzioni interessate. Tra le attività più significative del 2022, si segnala l'applicazione in Nigeria del Conflict Analysis Tool, progetto proposto ed elaborato dalla VPI con l'obiettivo di analizzare le cause dei conflitti di una determinata area/Paese a partire dall'identificazione di quelle cause che più contribuiscono a inasprire il conflitto, per poi provare ad individuare eventuali possibili azioni da parte della compagnia che possano avere come effetto una mitigazione delle cause del conflitto. L'applicazione di questo tool ha comportato lo svolgimento di più di 30 interviste a livello locale in cui sono state analizzate le cause del conflitto in Nigeria e l'elaborazione di un Action Plan che contiene le relative azioni di mitigazione e coinvolge diversi siti operativi del Paese. Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse.

## Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 è stato completato il ciclo di formazione triennale, avviato nel 2020, riguardo la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human rights in the Supply Chain". Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutta la popolazione Eni degli altri percorsi offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. La percentuale complessiva di fruizione dei corsi si è attestata all'89% degli iscritti. È stata anche portata a termine l'erogazione dei corsi specialistici di Human Rights alla popolazione target individuata da piano ed è stato erogato ai neo-inseriti il corso

base Business & Human Rights. Nel 2022 sono state avviate attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro come previsto dalla policy specifica emessa a fine 2021, anche per rispondere anticipatamente alle previsioni della Convenzione n. 190 dell'Organizzazione Internazionale del lavoro. La percentuale del personale della famiglia professionale Security, formato in tema di diritti umani si è attestata al 93%: tale percentuale riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla famiglia professionale anno su anno. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 9 all'11 novembre 2022 presso le società controllate NAOC (Nigerian Agip Oil Company Ltd) e NAE (Nigerian Agip Exploration) in Port Harcourt si è tenuto il Workshop Security & Human Rights, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel security management e tutela dei Diritti Umani in ambito internazionale, con 409 partecipanti appartenenti alle forze armate nigeriane, alle forze di sicurezza private e a NAOC e NAE. Tale Workshop ha rappresentato la 21ma edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2022 è stata completata l'istruttoria su 77 fascicoli<sup>52</sup>, di cui 45 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 12 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di formazione sulle tematiche del Codice Etico e della "Zero Tolerance" policy e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 16 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

(52) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati. In particolare Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. whistleblowing) trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima, a Eni SpA e alle società controllate in Italia e all'estero per consentire a chiunque, dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al SCIGR nonché aventi ad oggetto comportamenti posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo reputazionale, ad Eni. Come indicato nella normativa (pubblicata sul sito internet della Società) che definisce ruoli e responsabilità relativi alle attività istruttorie e ai flussi informativi, tutti i Fascicoli di segnalazione sono sottoposti, tra gli altri, al Collegio Sindacale in qualità di Audit Committee ai fini della normativa SOA (Sarbanes - Oxley Act del 2002), alla Presidente del Consiglio di Amministrazione, all'Amministratore Delegato e alla Società di revisione.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|   |          | 2022    | 2021    | 2020    |
|---|----------|---------|---------|---------|
| Ore dedicate a formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>  | (numero) | 14.245  | 22.983  | 28.838  |
| In classe   |          | 152     | 0       | 260     |
| A distanza  |          | 14.093  | 22.983  | 28.578  |
| Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(b)</sup>   | (%)      | 89      | 94      | 92      |
| Forze di Sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(c)</sup>                                 | (numero) | 409     | 88      | 32      |
| Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(d)</sup>        | (%)      | 93      | 90      | 91      |
| Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani   |          | 97      | 98      | 97      |
| Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) <sup>(e)</sup> afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno: | (numero) | 45 (62) | 30 (40) | 25 (28) |
| Asserzioni fondate  |          | 12      | 2       | 11      |
| Asserzioni parzialmente fondate   |          | 0       | 3       | n.a.    |
| Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento  |          | 0       | 7       | 9       |
| Asserzioni non fondate/ non accertabili <sup>(f)</sup> /not applicable <sup>(g)</sup>                             |          | 50      | 28      | 8       |
| Inerenti episodi di discriminazione <sup>(h)</sup>  |          | 3       |         |         |

(a) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

(b) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(c) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(d) Si tratta di un valore percentuale cumulato. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.

(e) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").

(f) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.

(g) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

(h) Gli asseriti episodi di discriminazione non hanno evidenziato elementi di fondatezza.

## Fornitori



Eni ha sviluppato un modello di procurement che tiene conto in tutte le sue fasi, dalla selezione e qualifica dei fornitori, ai procedimenti di gara fino alla gestione contrattuale e feedback, delle caratteristiche ESG dei propri fornitori, con l'obiettivo di promuovere presso la supply chain la generazione di valore condiviso e duraturo. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori, coinvolgendoli in iniziative di sviluppo e includendoli nelle attività di prevenzione dei rischi. In particolare, nell'ambito del processo di Procurement Sostenibile, Eni: (i) sottopone, con cadenza periodica, tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne l'affidabilità etica reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e l'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cyber security e tutela dei diritti umani, per minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; (ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; (iii) considera nelle logiche di assegnazione dei contratti le caratteristiche ESG<sup>53</sup>, rilevanti per l'oggetto contrattuale, monitorando periodicamente il rispetto degli impegni assunti dal fornitore, nelle varie fasi del processo di Procurement; (iv) qualora dalle verifiche emergano criticità, richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non risultino soddisfatti gli standard minimi di accettabilità ove previsti, limita o inibisce l'invito a gare dei fornitori. Per promuovere lo sviluppo sostenibile delle filiere, nel 2022 Eni ha rafforzato ulteriormente il proprio programma di Sustainable Supply Chain con iniziative finalizzate a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale. Il Programma di Sustainable Supply Chain ha riguardato in particolare: (i) **Coinvolgimento delle imprese nel percorso di sviluppo sostenibile.** Nel 2022 si è rafforzato il percorso sistemico attraverso la sempre più ampia diffusione della piattaforma powered by Eni, Open-es, uno strumento per coinvolgere e supportare tutte le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni della sostenibilità. Grazie all'approccio aperto ed inclusivo dell'iniziativa e l'adesione di diversi attori (capo filiera, istituti finanziari, associazioni, ecc.) e settori della value-chain, Open-es conta più di 10.000 imprese, di cui circa 3.600 della filiera Eni e permette di creare e aggiornare il proprio profilo ESG, condividere le informazioni di sostenibilità con clienti ed altri stakeholder, accedere a benchmark di settore per confrontarsi con realtà simili e individuare le azioni prioritarie da implementare per migliorare il proprio posizionamento. Per il processo di Procurement Eni, la partecipazione all'iniziativa è

requisito essenziale per valutare e valorizzare l'impegno profuso da ciascun fornitore nel percorso di sviluppo sostenibile, con l'obiettivo di coinvolgere l'intera filiera. Ad ulteriore supporto del miglioramento delle performance ESG delle imprese, nel 2022 è stata effettuata un'analisi sui dati Open-es di 2.600 imprese italiane che ha consentito di individuare principali gap e aree di forza e di definire priorità ed azioni da intraprendere per essere un'impresa competitiva e sostenibile. Nell'ambito dell'iniziativa, le imprese possono anche partecipare a "Open-es Competenze ESG", una serie di eventi gratuiti per accrescere le conoscenze dei propri dipendenti sui temi ESG, un'opportunità per confrontarsi con esperti del settore su aspetti specifici (Neutralità carbonica, Sostenibilità Sociale e di Governance, Diversity & Inclusion, Responsabilità nella gestione dei Fornitori, Diritti Umani); (ii) **Formazione dei fornitori.** Oltre alle iniziative formative Open-es aperte a tutte le imprese, Eni ha organizzato workshop settoriali di confronto sulle tematiche ESG e webinar su tematiche digitali e di cyber security; (iii) **Supporto finanziario ai fornitori.** Nel 2022, nell'ambito dell'iniziativa "Basket Bond - Energia Sostenibile", lanciata nel 2021 per supportare dal punto di vista finanziario le filiere dell'energia nella transizione energetica e promuovere la realizzazione di modelli di business sostenibili, sono stati finanziati €23 Mln di minibond; (iv) **Criteri di sostenibilità e meccanismi premianti.** Per valorizzare l'impegno e favorire l'adozione di best practice da parte dei fornitori, in fase di acquisto, sono stati applicati criteri di sostenibilità e meccanismi premianti, nella valutazione delle offerte per circa €4,5 Mld di procurato.

## Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2022, 6.622 fornitori<sup>54</sup> sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). I fornitori interessati da potenziali criticità soggette ad azioni di miglioramento, in aumento rispetto al 2021, sono circa il 10% (pari a 659) di quelli analizzati. Le criticità sono prevalentemente riferite a carenze nel rispetto delle norme sulla salute e sicurezza e dei principi sanciti dal Codice di Condotta e dal Codice Etico. In analogia si registra un aumento dei fornitori con i quali sono stati interrotti i rapporti (pari a 54), per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

Infine, si segnala che nel corso del 2022, è stata rilevata un'influenza in termini di prezzo e criticità logistiche dovuta alle dinamiche macroeconomiche, senza però degli impatti sulla continuità degli approvvigionamenti.

(53) In procedimenti di gara sono stati introdotti dei requisiti premianti quali ad esempio l'efficiamento energetico, l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili, certificazioni di sostenibilità, parco automezzi, utilizzo di materiale di riciclo, modalità di smaltimento, la parità di genere nei team, il mantenimento del livello occupazionale, etc.  
(54) Include anche tutti i nuovi fornitori.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|   |          | 2022              | 2021  | 2020  |
|---|----------|-------------------|-------|-------|
| Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale | (numero) | 6.622             | 6.318 | 5.655 |
| di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento   |          | 659               | 487   | 828   |
| di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti  |          | 54 <sup>(a)</sup> | 34    | 124   |
| Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali <sup>(b)</sup>                                     | (%)      | 100               | 100   | 100   |

(a) Include 18 fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti per violazioni legate alla corruzione.

(b) La valutazione viene svolta sulla base di informazioni disponibili da fonti aperte e/o dichiarate dal fornitore e/o indicatori di performance e/o da audit in campo, attraverso almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA8000 o certificazione similare).

## Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale



I 10 principi di UN Global Compact, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. A partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione**, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue società controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione<sup>55</sup> e da strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA<sup>56</sup>, gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni mentre le società in cui è detenuta una partecipazione non di controllo sono incoraggiate a rispettare gli standard definiti nella normativa interna sul tema, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione, nel 2022 Eni si è sottoposta all'audit di ricertificazione conclusosi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (cd. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elabora-

zione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole di Business Integrity (Condotta etica, responsabilità amministrativa di impresa, anti-corruzione e anti-riciclaggio) che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel Codice Etico, nel Modello 231 e nella MSG Anti-Corruzione di Eni.

Nel processo di **qualifica dei potenziali fornitori** (si veda sezione Fornitori) viene valutato il profilo etico-reputazionale nonché, per i casi a maggior rischio corruzione, l'adozione da parte degli stessi di un Compliance Program Anti-Corruzione. È prevista in ogni caso la definizione nei relativi contratti di clausole di Business Integrity che includono rimedi contrattuali in caso di violazione degli obblighi di compliance anti-corruzione e, nei casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Inoltre, anche il subcontractor è sottoposto a controlli preventivi per verificarne l'affidabilità sotto il profilo etico-reputazionale e deve operare esclusivamente sulla base di un contratto scritto, che contenga impegni relativi alla compliance equivalenti a quelli previsti per il fornitore principale.

Eni ha, inoltre, definito e attuato uno strutturato processo di **Compliance risk assessment e monitoring** volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti normativi Anti-Corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con Terze Parti a Rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.);

(55) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata (i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito [www.eni.com](http://www.eni.com).

(56) In alternativa, con delibera dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

(ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corrruzione secondo un approccio risk-based. Nel 2022 i primi hanno riguardato l'ambito Anti-Corrruzione nel suo complesso e l'attività a rischio "Vendita di beni e servizi" e i secondi si sono focalizzati sulle attività a rischio "Joint Venture", "Terze Parti" e "Omaggi e Ospitalità". Gli esiti di entrambe le attività hanno confermato il livello di rischio atteso, l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere e l'efficacia del modello di compliance adottato.

Eni realizza altresì un **programma di formazione anti-corrruzione** rivolto a tutti i propri dipendenti (inclusi i dipendenti in part-time), sia attraverso e-learning sia con eventi in aula articolati in workshop generali e job specific training, ottimizzando l'individuazione dei destinatari attraverso una metodologia di segmentazione sistematica in funzione del rischio corruzione associato ad alcuni driver come ad esempio Paese, qualifica e famiglia professionale. Nel 2022, è stato erogato il nuovo corso online "Codice Etico, Anti-Corrruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutta Eni, in Italia e all'estero ed è stato aggiornato l'e-learning sul Compliance Program Anti-Corrruzione per il personale a medio e alto rischio da erogare nel 2023.

Inoltre, sono stati svolti interventi in aula anche attraverso la discussione di casi pratici, nell'ambito del percorso formativo dedicato ai Managing Director delle società controllate e partecipate da Eni in Italia e all'estero focalizzandosi sui temi di compliance e di mitigazione del rischio. Per le proprie terze parti, Eni (i) ha tenuto un webinar rivolto ad alcuni fornitori ad alto rischio; (ii) ha formato i dipendenti della joint venture societaria Isatay Operating Company llp in Kazakistan. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corrruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione di Compliance Integrata verso il management e gli organi di controllo di Eni SpA. Nel corso del 2022 sono state portate all'attenzione del Consiglio: (i) la revisione della MSG "Antitrust" per recepire le modifiche intervenute al processo di Compliance Integrata e garantire un ancor maggiore allineamento alle linee guida emanate dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e (ii) l'approvazione della MSG "Modelli di Compliance in materia di Responsabilità Amministrativa di Impresa per

le Società Controllate italiane di Eni", in un'ottica di riassetto del sistema normativo aziendale in materia di responsabilità amministrativa di impresa per le controllate. In aggiunta vengono svolte attività di informazione e aggiornamento periodico rivolte ai dipendenti Eni attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi compresi eventuali temi anti-corrruzione. L'esperienza di Eni matura anche attraverso la partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali quali il Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, l'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorrruzione nel settore dell'Oil & Gas) e nel 2021 e 2022 la Task Force Integrity & Compliance rispettivamente del B20 Italia e del B20 Indonesia. Nell'ambito del piano di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società<sup>57</sup>, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"<sup>58</sup> ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: (i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); (ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; (iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Au-

(57) Si veda: [https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy\\_ITA.pdf](https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf).

(58) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

torità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale. In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting – BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo<sup>59</sup>. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI<sup>60</sup>. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

## Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2022 sono stati svolti 25 interventi di audit, in 10 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 19 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2021, anche quest'anno i casi di corru-

zione accertati<sup>61</sup> relativi ad Eni SpA sono pari a 0 e, conseguentemente, non vi sono stati licenziamenti legati a questa casistica. Per i procedimenti in corso e per il totale dei casi significativi di non conformità a leggi e regolamenti si veda la sezione "Contenziosi" a pagina 334. In particolare, nel 2022, in materia di comportamento anticoncorrenziale e violazioni delle normative antitrust e relative alle pratiche monopolistiche, non è stata rilevato alcun caso in cui Eni SpA sia stata identificata come partecipante<sup>62</sup>. Nel corso dell'anno 2022, la formazione anti-corruzione in modalità e-learning è stata erogata attraverso il nuovo corso "Codice Etico, anti-corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa", rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero (formati circa 28.000 dipendenti). Circa il 93% della popolazione Eni ha fruito di almeno un corso anti-corruzione nel corso dell'anno. Inoltre, nel 2022 è proseguita la formazione sui temi anti-corruzione attraverso general workshop e job specific training secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Indonesia, Kazakhstan, Messico, Mozambico e Nigeria, le società controllate di Eni partecipano ai Multistakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Nel 2022, Eni ha generato un **valore economico** pari a €134 miliardi di cui sono stati distribuiti €120 miliardi, in particolare: 85% sono costi operativi, 7% pagamenti alla Pubblica Amministrazione, 5% pagamenti ai fornitori di capitale e 3% salari e stipendi per i dipendenti. Nel 2022, il Gruppo Eni ha ricevuto circa €370 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione. Tale ammontare include circa €200 milioni di crediti di imposta riconosciuti in Italia alle imprese energivore e gasivore istituiti dai Decreti-Legge n. 4 del 27 gennaio 2022, n.17 del 1° marzo 2022, n.21 del 21 marzo 2022 e successive modificazioni, per far fronte ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso dell'anno, si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €6.916 milioni, l'ammontare relativo allo share buy-back e al pagamento dei dividendi è pari a €5.469 milioni. Nel corso dell'anno sono state pagate imposte per €8.488 milioni.

(59) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report: <https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2021/Country-by-Country-2021-ITA.pdf>.

(60) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil & Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: <https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency>).

(61) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale in cui vi sia stato l'accertamento nel merito di un fatto di corruzione.

(62) L'informazione sopra riportata si riferisce ad eventuali violazioni degli artt. 2 o 3 della legge n. 287/1990, degli artt. 101 o 102 TFUE, o di analoghe disposizioni normative di altri Paesi in materia di tutela della concorrenza. Non rientrano quindi nel perimetro dei comportamenti anticoncorrenziali e delle violazioni delle normative antitrust e relative alle pratiche monopolistiche eventuali condotte in violazione degli artt. 20-26 del d.lgs. n. 206/2005 (Codice del consumo) o di analoghe disposizioni normative di altri Paesi in materia di tutela del consumatore.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|  |          | 2022   |  | 2021   | 2020   |
|--|----------|--------|--|--------|--------|
|  |          | Totale | di cui società consolidate integralmente | Totale | Totale |
| Interventi di audit con verifiche anti-corruzione                  | (numero) | 25     | 25                                       | 20     | 31     |
| Workshop generale  |          | 1.346  | 1.223                                    | 1.284  | 904    |
| Job specific training  |          | 523    | 492                                      | 702    | 568    |
| Paesi in cui Eni supporta il Multistakeholder Group locali di EITI |          | 9      | 9  | 9      | 9      |

## VALORE ECONOMICO

|   |                   | 2022    | 2021   | 2020   |
|---|-------------------|---------|--------|--------|
|   |                   | Totale  | Totale | Totale |
| Valore economico generato                       | (milioni di euro) | 134.232 | 78.092 | 45.638 |
| Valore economico distribuito <sup>(a)</sup>     |                   | 120.451 | 66.138 | 41.437 |
| di cui: costi operativi                         |                   | 102.529 | 55.549 | 33.551 |
| di cui: salari e stipendi per i dipendenti      |                   | 3.015   | 2.888  | 2.863  |
| di cui: pagamenti ai fornitori di capitale      |                   | 6.419   | 3.975  | 2.974  |
| di cui: pagamenti alla Pubblica Amministrazione |                   | 8.488   | 3.726  | 2.049  |
| Valore economico trattenuto                     |                   | 13.781  | 11.954 | 4.201  |

(a) Per la voce Valore economico distribuito relativo al Community Investment si rimanda alla sezione Principali indicatori di performance del capitolo Alleanze per lo sviluppo a pagg. 206-207.

## ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Le Alleanze per lo sviluppo sostenibile in coerenza con l'Agenda 2030 contribuiscono alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder e rappresentano l'impegno di Eni per una transizione energetica equa volta a raggiungere uno sviluppo umano globale, che richiede un cambiamento culturale, oltre che sociale, economico e tecnologico. Tale approccio si inserisce nella strategia aziendale di decarbonizzazione e abbraccia tematiche chiave come: la "Just Transition", che sempre di più considera l'impatto della trasformazione energetica sulle persone, a partire dai lavoratori diretti e indiretti, includendo anche le comunità e i consumatori; la promozione e il rispetto dei diritti umani, attraverso un modello di gestione responsabile nei principali processi aziendali oramai consolidato; le strategie per contrastare gli effetti causati dal cambiamento climatico, migliorando la capacità di adattamento e resilienza; la crescita demografica e i flussi migratori, anch'essi in parte conseguenza dei cambiamenti climatici. L'approccio è integrato lungo tutto il ciclo di business attraverso l'analisi della situazione dei diritti umani e del contesto socio-economico, l'analisi d'impatto e delle misure di compensazione, la valutazione del local content, la promozione dello sviluppo locale e dell'engagement con gli stakeholder. In particolare, i programmi di sviluppo locale promuovono un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità, in linea con i piani di sviluppo nazionali e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), anche a sostegno della creazione di opportunità di lavoro e del trasferimento di know-how e di competenze ai partner locali. Elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi comuni sono le alleanze per lo sviluppo sostenibile con tutti gli attori in gioco – dai privati, al pubblico, alle organizzazioni internazionali, alle associazioni della società civile, agli istituti di ricerca – che consentono di mettere a fattore comune risorse e capitale umano per promuovere una crescita inclusiva. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, realizzata sulla base del global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP e Oxford University, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommissioning, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Questi strumenti permettono da un lato di promuovere lo sviluppo locale e dall'altro di ridurre eventuali impatti economici negativi (diretti e indiretti) delle nuove attività

di sviluppo del business. A questo scopo, Eni, al di là dei requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale, produce sempre un Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA) che garantisce l'aderenza delle attività ai più alti standard internazionali e prevede azioni volte a evitare o minimizzare ad un livello ritenuto accettabile gli impatti socio-economici delle attività. Gli studi di impatto sono condivisi con le comunità locali<sup>63</sup> e, inoltre, grazie ad una mappatura degli stakeholder locali interessati alle attività, Eni proattivamente informa organizzazioni della società civile e di tutela degli interessi delle minoranze in merito alla possibilità di contribuire alle valutazioni di impatto. Inoltre, attraverso strumenti come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE) e Eni Impact Tool<sup>64</sup> è possibile valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione. Inoltre, vengono svolte delle analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere, che nel 2022, è risultata pari a circa il 45% dello speso totale. A queste attività si aggiunge la definizione di specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), che prevedono cinque linee di azione: (i) progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al supporto dei servizi e dei sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili. I relativi progetti sono elaborati utilizzando il Logical Framework Approach (LFA) e sono monitorati tramite lo strumento gestionale Monitoring, Evaluation and Learning (MEL); (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti

(63) Salvo se espressamente vietato dalla normativa locale stessa.

(64) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte future di investimento.

derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative, valutate con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali, e misure di mitigazione degli impatti; (iv) Stakeholder engagement: la capacità della Società di relazionarsi con gli stakeholder e di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia è elemento fondamentale per la definizione e conduzione delle attività di dialogo e coinvolgimento degli stakeholder, oltre che delle migliori azioni da mettere in campo per conseguire uno sviluppo sostenibile in sinergia con le comunità locali; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite HRIA o HRRR (si veda sezione Diritti Umani a pagg. 196-199), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di Sviluppo Locale. La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori locali per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi.

In questa direzione si muovono le partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo. Ne sono esempi gli accordi firmati nel 2022 con alcuni importanti attori nazionali ed internazionali quali United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) in Messico per ridurre il rischio idrogeologico nella regione del Tabasco e per la protezione del patrimonio culturale; United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per avviare il Centro di Ricerca sulle Energie Rinnovabili di Oyo in Congo e per valutare potenziali iniziative sull'idrogeno; Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo (AICS), in Egitto e in Kenya, per promuovere lo sviluppo delle comunità locali; e la Stakeholder Alliance for Corporate Accountability (SACA) in Nigeria per promuovere iniziative per il rispetto dei Diritti Umani.

Per quanto riguarda le iniziative legate alla tematica salute sono stati firmati accordi con diversi Ministeri della Salute e Autorità sanitarie locali, come ad esempio in Mozambico ed Egitto. È stato firmato un accordo di cooperazione con l'IRCCS Centro Cardiologico Monzino per supportare Azule Energy Angola nell'implementazione del progetto di capacity building cardiologico ed è stato portato a termine il progetto a tutela della salute dei rifugiati interni in collaborazione con Medici con l'Africa CUAMM.

Tra le collaborazioni con il settore privato avviate nel 2022, vi è quella con CNH Industrial e IVECO Group per la diversificazione economica, l'educazione e la formazione professionale a partire dal territorio della Basilicata. Eni ha definito tramite "procedura interna" i principi di indirizzo per la progettazione e attuazione dei "Grievance Mechanism" a livello operativo in capo alle società controllate che hanno la responsabilità di sviluppare tale processo, analizzare e concordare la soluzione con i ricorrenti, che siano individui o comunità. Infatti, la conoscenza

del contesto anche culturale permette di avere dei processi con adeguati canali di accesso coerenti con il contesto e di applicare le più pertinenti modalità di dialogo e gestione dell'eventuale conflitto. In particolare, nella progettazione del meccanismo, le società controllate possono condurre specifiche consultazioni delle comunità locali, soprattutto verso le popolazioni indigene e nei casi in cui il contesto e/o pregressi progetti facciano presumere un elevato numero di grievance, oppure nel caso i propri progetti o attività prevedano rilocalizzazione economica o fisica delle comunità. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS), strumento gestionale per "mappare" la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti e consente di monitorarli sia a livello di società controllata che centrale, dalla ricezione fino alla risoluzione, e permette di classificarli per tema e rilevanza, e verificare la percentuale di quelli risolti sul totale ricevuti in un dato periodo. Altri ambiti di indagine riguardano la tempestività della gestione, l'analisi del trend dei temi associati, per comprendere se vengono reiterati, e la loro eventuale evoluzione verso un contenzioso. Le società possono anche richiedere ai ricorrenti coinvolti un feedback sul livello di soddisfazione in relazione al funzionamento del processo, chiedendogli di segnalare eventuali aree di miglioramento. Eni richiede inoltre ai propri fornitori, trattatisti e sub-trattatisti di rendere disponibile un proprio Grievance Mechanism a lavoratori e comunità con cui interagiscono a nome di Eni.

## Metriche e commenti alle performance

Nel 2022, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €76,4<sup>65</sup> milioni (quota Eni), di cui circa il 93% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €39,1 milioni, di cui €32,9 milioni nell'area Sub-sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi ca. €26,0 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €6,5 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €31,3 milioni, di cui €17,2 milioni in Asia e €13,4 milioni in Africa, €0,7 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2022 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso al clean cooking in Costa D'Avorio, Mozambico, Ghana e Angola, anche attraverso campagne di sensibilizzazione e distribuzione di sistemi di cottura migliorati; in Kazakhstan è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partenariato con UNDP (United Nations Development Programme); (ii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Con-

(65) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2022 sono pari a €1,2 mln, di cui: €1,06 mln in Mozambico, €0,07 mln in Ghana e €0,07 mln in Kazakhstan.

go, Egitto, Nigeria e Angola sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Ghana, Egitto e Mozambico; in Messico sono state svolte attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici ed iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica ed è avvenuto il lancio di attività di diversificazione economica volte alla creazione di un ambiente favorevole allo sviluppo e all'integrazione dei giovani; (iii) l'accesso all'educazione con attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici in Costa D'Avorio, Egitto, Mozambico, Ghana, Iraq, Messico e Angola; attività di ristrutturazione di edifici scolastici in Ghana, Iraq e Messico; (iv) l'accesso all'acqua attraverso l'avvio dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Burdjazia nell'area di Zubair e prosegue la costruzione del nuovo impianto di potabilizzazione Al-Buradeiah a Bassora; le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale in Indonesia; nel nord-est della Nigeria è stata svolta la manutenzione dei pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici e sono stati completati 11 impianti idrici negli Stati di Borno e Yobe; la manutenzione dei punti d'acqua preesistenti e attività di sensibilizzazione circa l'utilizzo dell'acqua pulita e potabile in Angola; in Mozambico l'avvio di un programma multisettoriale volto a migliorare la qualità della vita delle comunità residenti nel Distretto di Mecufi anche tramite l'accesso a servizi di base quali l'acqua potabile. Nell'am-

bito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2022, Eni ha realizzato iniziative in 16 Paesi per un totale di spesa di €10,3 milioni, per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, come ad esempio in Angola e Libia, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, come ad esempio, in Messico, in Iraq e Tunisia, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte, come ad esempio in Egitto, Ghana, Kazakhstan e Messico. Inoltre, in continuità con il supporto alle istituzioni e strutture sanitarie per l'emergenza COVID-19, nel 2022 Eni ha portato avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire alla resilienza delle strutture locali, come l'Ospedale Vittorio Emanuele di Gela, il presidio Ospedaliero S. Elia di Caltanissetta, l'Ospedale Luigi Sacco di Milano, e l'Ospedale S. Matteo di Pavia, nel fronteggiare la presente ed eventuali future pandemie. Nel 2022, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di Health Impact Assessment (HIA), di cui 2 studi preliminari integrati di Environmental, Social and Health Impact Assessment (pre-ESHIA) e 7 studi integrati ESHIA. Infine, nel corso del 2022 sono stati ricevuti 141 grievance<sup>66</sup>, di cui 61 (pari al 43%) sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), gestione degli aspetti ambientali, land management, sviluppo dell'occupazione, diversificazione economica.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

|                                     |                   | 2022        |  | 2021   | 2020   |
|-------------------------------------|-------------------|-------------|--|--------|--------|
|                                     |                   | Totale      | di cui società consolidate integralmente | Totale | Totale |
| Investimenti per lo sviluppo locale | (milioni di euro) | <b>76,4</b> | 74,3                                     | 105,3  | 96,1   |
| <i>di cui: infrastrutture</i>       |                   | <b>31,3</b> | 31,1                                     | 39,8   | 41,8   |

(66) Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

## TASSONOMIA EUROPEA

### Premessa

Il Regolamento 852 del giugno 2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" istituisce un sistema di classificazione unitario (Tassonomia) delle attività economiche sostenibili al fine di individuare il grado di ecosostenibilità degli investimenti produttivi. In base al regolamento della Tassonomia un'attività economica è considerata sostenibile se:

- i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE (di cui all'art. 9 del regolamento).
- ii) rispetta il principio del "do no significant harm" (DNSH), cioè di non ledere alcuno degli altri obiettivi;
- iii) presenta requisiti minimi di salvaguardia che sono procedure adottate dalle imprese per garantire nello svolgimento dell'attività il rispetto delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali e dei Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'ILO sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo;
- iv) sia conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria - TSC" stabiliti dalla Commissione, che definiscono le condizioni di performance affinché contribuisca in modo sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali e rispetti il principio DNSH.

Gli obiettivi ambientali previsti dalla Tassonomia sono:

- a) la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- b) l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- d) la transizione verso un'economia circolare;
- e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### IDENTIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ AMMISSIBILI E ALLINEATE DI ENI

In relazione a ciascuno degli obiettivi ambientali della Tassonomia, la Commissione in forza della delega conferita dal Regolamento emana un allegato tecnico (Annex) che identifica le attività economiche in grado potenzialmente di contribuire a ciascun obiettivo, le attività ammissibili, e i criteri di vaglio tecnico "TSC", che stabiliscono le condizioni di performance che devono essere valutate per ciascuna attività ai fini della verifica del principio del contributo sostanziale all'obiettivo e del rispetto del principio di DNSH nei confronti degli altri obiettivi affinché la singola attività possa essere classificata "allineata" alla Tassonomia. A oggi, la Commissione ha emanato gli Annex I e II relativi agli obiettivi ambientali: mitigazione dei

cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici nell'ambito del cosiddetto "Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato EU 2021/2139) integrato dall'Atto Delegato Complementare sul Clima (Regolamento EU 2022/1214) su nucleare e gas. Tali atti delegati individuano le attività ammissibili ai fini di tali obiettivi e ne definiscono i relativi TSC. È prevedibile che nel 2023 siano emanati gli atti delegati relativi agli altri quattro obiettivi della Tassonomia.

Eni ha valutato le attività economiche svolte dal Gruppo sulla base di tali Annex per identificare come primo step le attività ammissibili e come secondo step le attività del Gruppo allineate alla Tassonomia attraverso il riscontro dei TSC relativi al contributo sostanziale agli obiettivi climatici e del rispetto dei criteri DNSH nei confronti degli altri obiettivi. La verifica del contributo sostanziale è stata eseguita limitatamente all'obiettivo mitigazione del cambiamento climatico, poiché il Gruppo non svolge attività relative alla produzione di soluzioni di adattamento.

La verifica della clausola di salvaguardia di cui all'art. 3 lettera "c" è stata svolta a livello "Company".

### OBBLIGHI DI REPORTING

In base all'art. 8 della Tassonomia, le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) sono soggette a delle disposizioni di trasparenza in materia di attività sostenibili attraverso la pubblicazione in DNF di tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche ecosostenibili sul totale delle tre voci a livello di impresa. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo. Nei successivi paragrafi sono presentate le informazioni previste da tale regolamento.

**Informativa sulla Tassonomia in base all'Allegato I al REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/2178 DELLA COMMISSIONE che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando il contenuto e la presentazione delle informazioni che le imprese soggette all'articolo 19 bis o all'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE devono comunicare in merito alle attività economiche ecosostenibili e specificando la metodologia per conformarsi a tale obbligo di informativa.**

## Indicatori fondamentali di prestazione (KPI) delle imprese non finanziarie

### TASSONOMIA EUROPEA: TABELLA DI SINTESI DEGLI INDICATORI FONDAMENTALI DI PRESTAZIONE (KPI) DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

| GRUPPO ENI - ANNO 2022   | FATTURATO            |             | SPESE IN CONTO CAPITALE |              | SPESE OPERATIVE      |              |
|--|----------------------|-------------|-------------------------|--------------|----------------------|--------------|
|  | valore ass. in € mln | quota %     | valore ass. in € mln    | quota %      | valore ass. in € mln | quota %      |
| A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA  |                      | 7,5%        |                         | 17,5%        |                      | 12,1%        |
| <b>A.1. ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)</b>  | <b>823</b>           | <b>0,6%</b> | <b>1.753</b>            | <b>14,1%</b> | <b>75</b>            | <b>1,8%</b>  |
| A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA) | 9.051                | 6,9%        | 419                     | 3,4%         | 428                  | 10,3%        |
| <b>TOTALE A.1 + A.2</b>  | <b>9.874</b>         | <b>7,5%</b> | <b>2.172</b>            | <b>17,5%</b> | <b>503</b>           | <b>12,1%</b> |
| B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA  | 122.638              | 92,5%       | 10.224                  | 82,5%        | 3.657                | 87,9%        |
| <b>TOTALE A+B</b>  | <b>132.512</b>       | <b>100%</b> | <b>12.396</b>           | <b>100%</b>  | <b>4.160</b>         | <b>100%</b>  |

### 1. Contenuto dei KPI che devono essere comunicati dalle imprese non finanziarie

#### 1.1. Specifiche dei KPI

##### 1.1.1. KPI relativo al fatturato

Nella redazione del bilancio consolidato il Gruppo Eni applica i principi internazionali d'informativa finanziaria (IFRS, International Financial Reporting Standards) adottati con regolamento (CE) n. 1126/2008.

In conformità a questo, il fatturato totale del Gruppo Eni e i fatturati attribuiti alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili (allineate) di Eni sono stati rilevati conformemente al

principio contabile internazionale (IAS) n. 1, punto 82, lettera a). La quota del 7,5% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma del fatturato relativo alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, al fatturato totale del Gruppo che coincide con la voce di bilancio "Ricavi della gestione caratteristica" del conto economico consolidato. Di seguito la riconciliazione:

#### FATTURATO

|   | (mln €) | Attività allineate | Attività ammissibili | Totale Gruppo |
|---|---------|--------------------|----------------------|---------------|
| Ricavi da contratti con la clientela (Ricavi della gestione caratteristica) |         | 823                | 9.051                | 132.512       |

La quota del fatturato di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera a), del regolamento (UE) 2020/852 "KPI fatturato" è calcolata come la parte dei ricavi netti ottenuti da prodotti o servizi associati ad attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore), divisa per i ricavi consolidati del Gruppo (denominatore).

Il fatturato è rilevato al netto degli effetti dei derivati su commodity attivati per ridurre l'esposizione del Gruppo alle oscillazioni dei prezzi delle materie prime energetiche per i quali è stata dimostrata l'efficacia della relazione di copertura tra lo strumento e il sottostante "cash flow hedges", per cui alla consegna del prodotto (energia elettrica o altra materia prima energetica) è contabilizzato il prezzo della transazione al netto degli effetti di hedging.

Gli altri derivati su commodity utilizzati dal Gruppo per la gestione complessiva dei rischi prezzo delle commodity energetiche, privi del requisito della own use exemption o per i quali si è reputato di non attivare la relazione di copertura, sono rilevati a conto economico (mark-to-market) in una voce separata dal fatturato. In tale voce sono compresi anche gli effetti inefficaci

ai fini della copertura dei cash flow hedge. Il mark-to-market dei derivati CFH è rilevato nelle riserve di patrimonio netto.

##### 1.1.2. KPI relativo alle spese in conto capitale (CapEx)

Le spese in conto capitale sostenute dal Gruppo Eni e le spese in conto capitale "CapEx" attribuite alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili di Eni comprendono i costi contabilizzati sulla base di:

- IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) e iii);
- IAS 38 "Attività immateriali", punto 118, lettera e), sottopunto i);
- IFRS 16 "Leasing", punto 53, lettera h).

I CapEx comprendono anche gli incrementi degli attivi materiali e immateriali derivanti da aggregazioni aziendali. Il Gruppo Eni non è presente in attività economiche che prevedono l'applicazione dei principi IAS 40 e IAS 41.

La quota del 17,5% delle attività ammissibili ed allineate dell'Eni è calcolata rapportando la somma delle spese in conto capitale relative alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese in conto capitale totali del Gruppo che corrispondono agli incrementi rilevati nell'eser-

cizio delle voci dell'attivo "Immobili, Impianti e Macchinari", "Attività Immateriali & Goodwill" e "Diritto di utilizzo beni in leasing", compresi quelli derivanti da business combination, di cui è data informativa nelle note n. 12, 13 e 14 al bilancio consolidato:

## SPESE IN CONTO CAPITALE

|   | (mln €) | Attività allineate | Attività ammissibili | Totale Gruppo |
|---|---------|--------------------|----------------------|---------------|
| Incrementi att. Materiali & Immateriali       |         | 460                | 408                  | 8.056         |
| Goodwill acquisito                            |         |                    |                      | 482           |
| Incrementi ROU                                |         | 7                  | 11                   | 2.404         |
| Aquisizioni/Variazione area di consolidamento |         | 1.286              |                      | 1.936         |
| A dedurre                                     |         |                    |                      |               |
| Goodwill acquisito                            |         |                    |                      | (482)         |
| <b>Totale Spese c/capitale</b>                |         | <b>1.753</b>       | <b>419</b>           | <b>12.396</b> |

La quota delle spese in conto capitale di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 è calcolato come il numeratore definito al punto 1.1.2.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.2.1 dello stesso allegato.

### 1.1.3. KPI relativo alle spese operative (OpEx)

La quota del 12,1% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese operative delle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese operative totali del Gruppo. Di seguito la riconciliazione:

## OPEX

|  | (mln €) | Attività allineate | Attività ammissibili | Totale Gruppo |
|--|---------|--------------------|----------------------|---------------|
| Costi di R&D spesati a conto economico |         |                    | 86                   | 164           |
| Spese operative                        |         | 75                 | 342                  | 3.996         |
| <b>Totale spese operative</b>          |         | <b>75</b>          | <b>428</b>           | <b>4.160</b>  |

La quota delle spese operative di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 "OpEx KPI" è calcolata come il numeratore definito al punto 1.1.3.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.3.1 dello stesso allegato.

## 1.2. Specifiche dell'informativa a corredo dei KPI delle imprese non finanziarie

### 1.2.1. Principi contabili

I dati di fatturato, di spese operative e di spese in conto capitale relativi alle attività Eni ammissibili e alle attività Eni allineate alla Tassonomia per il calcolo degli indicatori fondamentali di prestazione (KPI) e delle quote sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società consolidate del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, ecc.).

Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo dei KPI relativi alle attività allineate alla Tassonomia e delle quote relative alle attività ammissibili alla Tassonomia sono gli stessi dati utilizzati nella preparazio-

ne del bilancio consolidato del Gruppo Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo un'attività allineata o ammissibile (mono-business), mentre per le società pluri-business si è reso necessario attribuire le voci di contabilità generale alle diverse attività economiche, utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale e li attribuisce a più oggetti di reporting: centri di profitto di norma corrispondenti a unità di business, linee di prodotto che possono avere costi comuni, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento, in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati, di calcolo di convenienza economica e di controllo dei costi. Questa strutturazione dei flussi amministrativi funzionale alla preparazione del bilancio assicura che i ricavi, le spese in conto capitale e le spese operative siano attribuite a una sola attività economica, evitando doppi conteggi, considerato che le rilevazioni di contabilità analitica sono portate in quadratura con il bilancio civilistico, nonché che i costi comuni siano attribuiti alle diverse attività economiche sulla base di criteri di ripartizione che riflettono il fattore critico di assorbimento della capacità.

I costi operativi attribuiti alle attività Eni allineate alla Tassonomia e alle attività Eni ammissibili alla Tassonomia sono stati determi-

nati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti, prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita:

- costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio e beni per l'ammodernamento degli impianti) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni delle emissioni climalteranti;
- i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- i costi fissi della fase commerciale;
- i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, finanza, amministrazione, societaria).

Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quali voci che rappresentano le spese operative delle attività economiche e in aggregato il denominatore del KPI spese operative delle attività allineate alla Tassonomia e della quota della attività ammissibili alla Tassonomia. In linea con le disposizioni del Reg. Tassonomia, le spese operative sostenute per l'acquisto di prodotti abilitanti o in relazione a singole misure che consentono alle attività obiettivo di raggiungere basse emissioni di carbonio o di conseguire riduzioni dei gas a effetto sono stati riconosciuti dalle attività economiche svolte da Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli opex e i capex sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di carbonio degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi.

### 1.2.2. Valutazione della conformità al regolamento (UE) 2020/852

#### 1.2.2.1. Informazioni sulla valutazione della conformità al regolamento (UE) 2020/852

Le attività ammissibili di Eni ai fini dell'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici sono:

- 3.14 produzione di prodotti chimici organici di base: produzione di monomeri e altri prodotti chimici di base da carica petrolifera/etano;
- 3.17 produzione di plastiche in forma primaria: produzione di polietilene e di stirenici ottenuti dalla trasformazione dei monomeri;
- 4.1 produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica: impianti fotovoltaici di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna, Stati Uniti, Australia e Francia;

- 4.3 generazione di e.e. eolica: impianti di generazione eolica per sfruttare l'energia del vento installati sulla terraferma di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna e Kazakhstan;
- 4.4 generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare: impianto sperimentale che sfrutta l'energia del moto ondoso installato nei mari italiani;
- 4.8 generazione di e.e. da bioenergia: produzione di energia elettrica da biomassa mediante impianti di taglia piccola (inferiori a 2MW di potenza installata) operativi in Italia;
- 4.13 produzione di biogas e di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti e di bioliquidi: produzione di biocarburanti mediante idrogenazione di materie prime vegetali o componenti organiche di scarto; il prodotto risultante è un olio vegetale idrogenato (HVO) che può essere venduto e utilizzato in purezza o essere miscelato con i carburanti tradizionali per ridurre le emissioni di carbonio. L'attività è svolta presso le bioraffinerie di Gela e Venezia con una capacità produttiva di 1,1 ml t/a;
- 4.20 cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia: produzione cogenerativa di vapore ed energia elettrica utilizzando biomassa forestale presso lo stabilimento di Crescentino (Italia);
- 5.3-5.4 costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e di trattamento di acqua di risulta: attività svolte prevalentemente per scopi interni;
- 5.7 digestione anaerobica di rifiuti organici: digestione anaerobica, produzione di biogas e successiva cogenerazione per produzione di energia elettrica, oltre a compost, presso l'impianto Po' Energia Srl a partire da frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani;
- 5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO<sub>2</sub>: stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub> all'interno di giacimenti di gas naturale esauriti operati da Eni. L'attività comprende il progetto sperimentale di Ravenna per la valutazione della fattibilità economico-tecnica della realizzazione di un hub di cattura con l'utilizzo dei giacimenti di gas esauriti operati da Eni nell'offshore ravennate e la realizzazione dell'hub di stoccaggio di Hyte in UK che sfrutterà i giacimenti esauriti operati da Eni nella Liverpool Bay;
- 6.5 trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri: servizio di noleggio Enjoy basato sul modello "free floating" con prelievo e rilascio del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La flotta è costituita da veicoli a combustione interna, ibrida ed elettrica;
- 6.15 infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico: attività di installazione e gestione di punti di ricarica per veicoli elettrici nel territorio italiano svolta dalla controllata Plenitude.

#### Le attività

- 3.10 produzione d'idrogeno;
- 6.10 trasporto marittimo e costiero di merci, navi per operazioni portuali e attività ausiliarie relativo agli idrocarburi;
- 6.15 infrastrutture che consentono il trasporto su strada il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio relativa ai combustibili fossili.

Sono state escluse dalle attività eligible poiché ritenute non conformi alla clausola di lock-in dell'art. 16 della Tassonomia.

Eni ha valutato l'ecosostenibilità delle attività ammissibili ai sensi dell'art. 3 del Regolamento (UE) 2020/852 come integrato dal Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 della Commissione del 4 giugno 2021 adottato come previsto dagli art. 10-11 par. 3 del citato regolamento, che fissa i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici, se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale del regolamento (UE) 2020/852 ed è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia previste dall'art. 18 del citato regolamento.

Eni non svolge attività che forniscono soluzioni di adattamento climatico. L'obiettivo dell'adattamento climatico è stato considerato solo ai fini della verifica di cui all'art. 3 del regolamento (UE) 2020/852 del criterio del "non arrecare un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali" della Tassonomia.

In esito a tale valutazione alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della DNF 2022 le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

#### 4.1. Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica

##### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività produce energia elettrica utilizzando la tecnologia solare fotovoltaica.

##### **Non arrecare danno significativo ("DNSH")**

###### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A al Regolamento Delegato sul clima.

Il management ha adottato procedure e sistemi per l'individuazione, la valutazione e la gestione del rischio fisico legato ai cambiamenti climatici, definito come il rischio che le variazioni potenziali prospettiche degli eventi naturali e i fenomeni meteorologici estremi legati ai cambiamenti climatici, attesi nel medio-lungo termine, possano avere ricadute significative sulle condizioni di operabilità, sicurezza e redditività degli attivi, violando in tal modo il principio del "non arrecare un danno significativo" all'obiettivo di adattamento climatico della Tassonomia.

Il management esegue con cadenza regolare un assessment/screening top-down in base a una metodologia proprietaria della potenziale futura esposizione delle attività Eni ai pericoli legati al clima previsti nel citato allegato A, in ottica di medio-lungo termine, con l'obiettivo di individuare gli interventi necessari per adattare le attività ai rischi meteorologici identificati, considerate le mitiganti del rischio già in essere presso ciascun attivo.

La metodologia di assessment Eni dell'esposizione prospettica ai pericoli legati al clima:

- utilizza in input dati forniti da un provider esterno (attualmente Verisk Maplecroft) che ha elaborato mappe di rischio prospettiche, basate su indicatori qualitativi, in grado di assicurare una copertura globale (offshore e onshore) delle aree dove sono localizzati gli attivi Eni. Le fonti di tali mappe di rischio combinano i modelli climatici predittivi più aggiornati con le informazioni di eventi storici, per fornire un andamento qualitativo tendenziale dei fenomeni naturali a seguito dei cambiamenti climatici;
- sviluppa un esercizio di stress sull'attuale portafoglio di attivi a prescindere dalla specifica vita residua utile di ciascun attivo, valutando la teorica esposizione prospettica al 2050 rispetto ai pericoli legati al cambiamento climatico;
- è applicata con cadenza annuale e sarà oggetto di continuo miglioramento alla luce dell'esperienza che si consoliderà nel tempo, nonché della futura evoluzione dei framework sulla tematica;
- utilizza lo scenario IPCC RPC 8.5 come strumento di proiezione delle mappe di rischio climatico prospettico;
- utilizza le coordinate geografiche di ciascun attivo Eni (longitudine e latitudine) per il collocamento nei reticoli di rischio meteorologico (generalmente ciascun reticolo è pari a 20 chilometri quadrati) definiti dal provider esterno per rilevare il tipo di rischio climatico a cui ciascun attivo potenzialmente esposto nei prossimi trent'anni sulla base dello scenario climatico adottato;
- considerazione nel processo di valutazione del rischio anche gli attivi della catena di fornitura ove rilevanti.

Una volta definiti i rischi climatici associati a ciascun attivo, il management esegue una valutazione delle barriere esistenti sia fisiche (caratteristiche progettuali dell'attivo, materiali impiegati, muri di contenimento, distanza dalle fonti di pericolo, ecc.) sia in termini di sistemi e procedure (sistemi di allerta, procedure di messa in sicurezza degli attivi, esistenza di piani di monitoraggio e verifica, ecc.).

Al termine di questa fase il management valuta il rischio residuo a cui è esposto ciascun attivo e definisce il piano di azione per gli attivi esposti a elevati rischi residuali:

- in caso di pericoli cronici (es. water stress) sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento;
- in caso di rischio acuto è valutato, definito ed attuato un piano di adattamento che può prevedere modifiche alle procedure e sistemi operativi, la realizzazione di opere di protezione/aumento della sicurezza e della capacità di resistere agli eventi avversi dell'attivo, ovvero la riconfigurazione dello stesso in funzione dell'orizzonte temporale e della vita utile residua dell'attivo.

Sulla base della procedura e metodologia descritte le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano rischi residui di esposizione a eventi meteorologici avversi considerata la loro vita utile residua e pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

##### *Transizione verso un'economia circolare*

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, appa-

recchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

#### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

Tutte le installazioni fotovoltaiche di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### 4.3. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica

#### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività produce energia elettrica a partire dall'energia eolica.

#### **DNSH**

##### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che tutte le installazioni eoliche di Eni sono adattate al cambiamento climatico.

##### *Transizione verso un'economia circolare*

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

#### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da bioenergia dell'Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### 4.8. Produzione di energia elettrica a partire dalla bionergia

#### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

Le installazioni Eni hanno ciascuna una potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW e utilizzano combustibili gassosi da biomassa.

#### **DNSH**

##### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che tutte le installazioni per la produzione di bioenergia di Eni sono adattate al cambiamento climatico.

##### *Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine*

##### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da bioenergia di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### 4.13. Produzione di biocarburanti destinati ai trasporti

Eni produce olio vegetale idrogenato (HVO) per l'utilizzo nel settore dei trasporti. L'attività è condotta presso la bioraffineria di Gela.

#### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

Ciascun lotto di HVO prodotto nel 2022 è stato analizzato per verificare il contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. I volumi di HVO prodotti utilizzando colture alimentari e foraggiere sono stati esclusi dal KPI, nonché quelli prodotti a partire da biomassa agricola che non soddisfa i requisiti di sostenibilità della Direttiva 2001/2018.

Il risparmio emissivo ottenuto dall'HVO prodotto da feedstock sostenibili è stato calcolato sulla base della metodologia di cui all'allegato V della Direttiva EU 2001/2018 in relazione a ciascun tipo di biomassa lavorata. Sulla base dell'analisi condotta, circa il 98% dell'HVO prodotto contribuisce a ridurre di almeno il 65% le emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al carburante tradizionale. Gli ammontari di ricavi, costi e investimenti relativi all'attività dichiarati nei KPI sono stati attribuiti in proporzione alla percentuale di HVO rispondente al parametro del contributo sostanziale.

#### **DNSH**

##### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima della bioraffineria di Gela, in base alla metodologia descritta al punto 4.1, e ha concluso che l'attività è esposta al rischio di stress idrico. È in fase di attuazione un piano di monitoraggio dell'evoluzione del rischio con l'obiettivo di rendere l'attività adattata entro cinque anni.

##### *Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine*

##### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

La costruzione della bioraffineria e i successivi progetti di riconfigurazione, ampliamento o ristrutturazione hanno ottenuto prima dell'avvio dei lavori una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### 5.12. Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO<sub>2</sub>

L'attività riguarda la realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico permanente di HYTE nel Regno Unito, che utilizzerà i giacimenti di gas naturale Eni esauriti localizzati nella Liverpool Bay. Il servizio di stoccaggio della CO<sub>2</sub> sarà offerto a operatori locali appartenenti a industrie con emissioni "hard-to-abate" sulla base di una tariffa regolata in corso di negoziazione. È stata approvata dalle competenti autorità italiane il progetto sperimentale per valutare la realizzazione di un hub di cattura della CO<sub>2</sub> presso i giacimenti di gas naturale esauriti di Eni nell'offshore di fronte Ravenna.

#### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività è svolta in conformità alla normativa internazionale ISO

27914:2017 per lo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

#### DNSH

##### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima dell'attività sulla base della metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che è adattata al cambiamento climatico.

##### *Prevenzione e riduzione dell'inquinamento*

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO assicurerà il rispetto dei parametri d'inquinamento in conformità direttiva 2009/31/C.

##### *Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine*

##### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO e attuando tutte le misure pianificate per assicurare il livello minimo di impatto ambientale in vista dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative dalle autorità UK, sarà in grado di rispettare il criterio DNSH relativo agli obiettivi uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

### 6.15. Infrastrutture che consentono il trasporto su strada a basse emissioni di carbonio

##### *Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività consiste nell'installazione, gestione e manutenzione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

#### DNSH

##### *Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima in base alla metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che l'attività è adattata al cambiamento climatico.

##### *Prevenzione e riduzione dell'inquinamento*

L'installazione di nuovi punti di ricarica non produce sostanzialmente rifiuti di cantiere, ovvero sono adottate tecniche per limitare la produzione di rifiuti nei processi di installazione ed eventuale demolizione, conformemente al protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili (quali ad esempio il riciclo dei materiali di scarto e la riduzione del consumo di acqua).

Sono adottate misure per ridurre il rumore, le polveri e le emissioni inquinanti durante i lavori di costruzione o manutenzione, quali ad esempio:

1. utilizzare attrezzature a basso impatto ambientale che producano meno rumore, polvere ed emissioni inquinanti rispetto a quelle tradizionali;
2. limitare gli orari di lavoro, programmando, quando e dove possibile, le attività di costruzione o manutenzione durante le ore in cui c'è meno traffico per limitare l'impatto sulle attività circostanti.

##### *Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine*

##### *Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

L'installazione delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici rispetta specifiche norme di legge e regole tecniche per garantire la sicurezza degli utenti e l'integrità delle infrastrutture, che comprendono anche la protezione della biodiversità/ecosistemi.

#### 1.2.2.2. Contributo al conseguimento di più obiettivi

Non applicabile.

#### 1.2.2.3. Disaggregazione dei KPI

Nell'attività di produzione di biocarburanti per il trasporto l'impianto di produzione di Gela è utilizzato in maniera congiunta sia per la produzione di HVO allineato alla Tassonomia, sia per la produzione di HVO ammissibile ma non allineato. Come indicato nella descrizione dell'attività, i dati di ricavo e di costi comuni alle due tipologie di produzioni (spese operative e di investimento) sono stati ripartiti in proporzione ai volumi lavorati di biomassa che consentono il conseguimento di un risparmio emissivo di almeno il 65%.

Si ritiene che tale criterio di ripartizione è basato su un criterio adeguato al processo di produzione impiegato e ne rifletta le specificità tecniche.

### 1.2.3. Informazioni contestuali

#### 1.2.3.1. Informazioni contestuali sul KPI relativo al fatturato

I valori che concorrono al numeratore del KPI relativo fatturato derivano da contratti con la clientela rilevati in base all'IFRS 15. L'ammontare totale del numeratore di €823 milioni è così articolato:

- €31 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici;
- €79 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici;
- €41 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa;
- €667 milioni dalla vendita di HVO.

#### 1.2.3.2. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese in conto capitale

Le spese in conto capitale del numeratore del relativo KPI pari a €1.753 milioni sono relative alle seguenti attività:

- €603 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, che comprendono €220 milioni di incrementi di PP&E per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €188 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2022 per 319 MW (o il revamping di installazioni esistenti) e 383 milioni di acquisizioni di impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità in operation di 311 MW.

Nello specifico gli investimenti di €220 milioni si riferiscono principalmente: (i) per €146 milioni al progetto Brazoria in Texas completato nel corso del 2022; (ii) per circa €30 milioni al progetto in fase di completamento Cerrillares in Spagna con fid nel dicembre '21;

- €906 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da eolico, che comprendono €8 milioni di incrementi di PP&E per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui circa €5 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2022 per 5 MW (progetto Badamsha 2 in Kazakhstan) e €898 milioni di acquisizioni di impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità in operation di 368 MW;
- €97 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €94 milioni. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: la realizzazione di una nuova sezione (degumming) dell'unità di trattamento della biomassa per potenziare la lavorazione di cariche più complesse, con avvio nella prima parte del 2023; la realizzazione di un impianto di steam reforming e del relativo interconnecting. L'impianto sostituirà il ciclo benzine per la fornitura dell'idrogeno necessario a produrre HVO puro, con un conseguente aumento della capacità di lavorazione fino a 0,6 milioni di tonnellate/anno, con completamento atteso nel 2024.

Con riferimento a Gela i principali progetti riguardano: l'upgrading dell'unità di trattamento della biomassa (BTU) per potenziare la lavorazione di cariche più complesse, con completamento atteso nel IH 2024; la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet, con completamento atteso nel 2024.

Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quadriennio '23-'26 approvato dal Consiglio di Amministrazione il 22 febbraio 2023 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di capacità di 3 milioni di tonnellate/anno entro il 2025;

- €78 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub>, interamente imputati a incremento di PP&E, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dell'hub di stoccaggio di Hynet in Regno Unito e, in misura minore, della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna, entrambi inclusi nel piano quadriennale degli investimenti del Gruppo Eni approvato dalla Direzione Aziendale il 22 febbraio 2023. Il progetto Hynet prevede un impegno di spesa nel piano di €125 milioni e la prima iniezione di CO<sub>2</sub> nei giacimenti esauriti della Liverpool Bay operati da Eni è programmata nel 2025. Il progetto Ravenna hub prevede un impegno di spesa nel piano di €150 milioni e la prima iniezione di CO<sub>2</sub> nei giacimenti esauriti dell'offshore ravennate operati da Eni è programmata entro il termine di cinque anni;
- 60 milioni all'attività relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, interamente imputati a incremento di PP&E, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2022 di circa 6,8 mila nuove colonnine a marchio Plenitude.

### 1.2.3.3. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese operative

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €75 milioni riguardano manutenzioni e riparazioni nonché le altre spese dirette connesse al "servicing" quotidiano di immobili, impianti e macchinari, a opera dell'impresa o di terzi cui sono esternalizzate tali mansioni, necessarie per garantire il funzionamento continuo ed efficace di tali attivi. Il dettaglio riferito alle principali attività è il seguente:

- €15 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €28 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti eolici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €24 milioni sostenuti nell'attività di produzione di biocarburanti, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre).

### Verifica rispetto clausola di salvaguardia di cui art. 3 lettera "c"

I criteri di ecosostenibilità delle attività economiche di cui all'art. 3 del Reg. Tassonomia prevedono in aggiunta ai principi del contributo sostanziale e del "non arrecare danno", il rispetto di garanzie minime di salvaguardia nella conduzione del business (di cui al comma "c"), rinviando al successivo art. 18 per la loro definizione. La norma le identifica con le procedure attuate da un'impresa al fine di garantire che la gestione aziendale sia conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'Organizzazione internazionale del lavoro sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo.

Nel dare attuazione a tali procedure, le imprese devono rispettare il principio "non arrecare un danno significativo" di cui all'articolo 2, punto 17), del regolamento (UE) 2019/2088, la Sustainable Finance Disclosure Regulation "SFRD". La SFRD prevede che le istituzioni finanziarie "financial market participants" valutino i rischi ESG degli investimenti inclusi nei prodotti finanziari che intendono collocare presso i risparmiatori, attraverso la misurazione dei risultati ottenuti dalle aziende oggetto di investimento in relazione a una serie predefinita di indicatori chiave d'impatto in aree critiche "principal adverse impacts". Cinque di questi indicatori sono di natura sociale: (i) violazioni dei principi del Global Compact delle NU e delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali; (ii) mancanza di processi e di meccanismi di ottemperanza per monitorare il rispetto dei principi di cui al punto precedente; (iii) divario retributivo di genere; (iv) diversità di genere nella composizione degli organi amministrativi; (v) esposizione ai settori degli armamenti controversi. La definizione di investimento sostenibile di cui al punto 17 dell'art. 2 della SFDR stabilisce che un investimento è tale se contribuisce a obiettivi ambientale o sociali definiti in maniera ampia, a condizione che non leda nessuno di tali obiettivi. Pertanto, Eni assume che il rispetto del principio "non arrecare un danno significativo" della SFRD sia da intendere con riferimento ai cinque indicatori d'impatto sociale descritti in precedenza, quattro dei quali sono compresi nei processi

di due diligence Eni in ambito diritti umani, mentre per il quinto Eni conferma di non essere presente nei settori degli armamenti controversi.

Le linee guida OCSE per le aziende multinazionali sono principi di conduzione responsabile del business relativi ad otto aree di attività:

- tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali);
- Anti-corrruzione;
- competizione equa;
- tassazione.

Infine, l'ambiente è affrontato negli altri criteri di sostenibilità dell'art. 3 del Reg. Tassonomia, mentre scienza/tecnologia sono fuori ambito.

Le otto convenzioni ILO sul lavoro sono nel loro complesso riconducibili al rispetto dei diritti umani.

L'osservanza dei principi fondamentali in materia di diritti umani contenuti nell'International Bill of Human Rights (Universal Declaration of Human Rights, International Covenant on Civil and Political Rights and International Covenant on Economic Social and Cultural Rights) è garantita dal rispetto della Costituzione e della normativa italiana che fa suoi tali principi e che Eni, quale azienda incorporata in Italia, è tenuta a osservare.

La verifica del rispetto della clausola di salvaguardia si fonda sull'istituzione e mantenimento di adeguati processi e sistemi aziendali di due diligence nei seguenti ambiti:

- diritti umani;
- lotta alla corruzione;
- rispetto della competition law;
- tassazione d'impresa;

nonché sull'inesistenza di procedimenti legali a carico dell'impresa, di un suo controllata o di esponenti del top management per violazioni di leggi nazionali o internazionali relative a tali materie che abbiano dato luogo a sentenze di condanna passate in giudicato, ovvero sull'assenza di "complaints" o segnalazioni per presunte violazioni dei diritti umani, presentati da singoli stakeholder o gruppi di stakeholder presso un Punto di Contatto Nazionale OCSE o presso il "Business and Human Rights Resource Centre" a fronte dei quali la Società non abbia dimostrato un impegno concreto di affrontare e gestire la segnalazione, non cooperando per una sua risoluzione e/o non adottando un piano di rimedio ("remediation plan") nel caso di una sua responsabilità per aver causato e/o contribuito all'impatto negativo lamentato.

I sistemi di due diligence di Eni:

- **ANTI-CORRUZIONE.** Nell'ambito della policy aziendale di tolleranza zero nei confronti della corruzione, Eni si è dotata di un ambiente di controllo e di processi e presidi con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di comportamento o transazione aventi intento corruttivo e di garantire la costante e puntuale osservanza da parte delle persone che lavorano in Eni o per conto di Eni delle leggi vigenti nei Paesi in cui la Società opera, ivi incluse le leggi di ratifica delle Convenzioni Internazionali, che proibiscono la corruzione nei confronti di pubblici ufficiali nonché la corruzione fra privati. Tale sistema si applica anche al riciclaggio di denaro. L'ambiente di controllo si fonda su valori condivisi dall'or-

ganizzazione a partire dal top management, che includono l'istituzione di un codice etico ispirato ai principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede nella conduzione del business, l'adesione ai dieci principi delle NU in tema di responsabilità d'impresa, la partecipazione al Global Compact e la formazione del personale sui temi etici. I processi e i presidi hanno la finalità di assicurare la corretta e trasparente registrazione delle transazioni aziendali, le verifiche delle controparti economiche nel caso di operazioni significative (acquisizioni/cessioni di società, rami d'azienda, titoli minerari, business combination, ecc.), coinvolgimento di determinati tipi di controparti (business associate, joint venture partner, broker) o in ambiti (trading, iniziative non profit, sponsorizzazioni) esposti ai rischi corruttivi, nonché la conformità dei comportamenti aziendali alle regole interne in tutte le circostanze dove sono possibili infrazioni del codice etico, con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di corruzione nella conduzione del business. Parte integrante della DD Eni in tema di anticorruzione è l'istituzione di un meccanismo di whistleblowing per la gestione delle segnalazioni anche anonime ricevute dalla Società attraverso un canale ben identificato e riconoscibile di presunte violazioni delle normative anticorruzione antiriciclaggio (tale meccanismo si applica anche alla DD sui diritti umani). Nel 2022 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale per violazioni delle normative anticorruzione che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo, si rinvia alle note del bilancio consolidato.

- **TASSAZIONE.** Eni ha adottato un sistema di DD della gestione dei rapporti con le Autorità fiscali dei Paesi in cui opera, con l'obiettivo di assicurare con ragionevole certezza che le operazioni di business siano svolte nel rispetto della normativa fiscale applicabile e dei presidi operativi istituiti dalla Tax Strategy aziendale che prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi dove avviene l'operatività secondo lo spirito oltreché la lettera delle regole locali e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive fra le quali anche la localizzazione di legal entities nei cosiddetti paradisi fiscali. La Società si è dotata di un Tax Control Framework, cioè di un sistema di controllo specifico del rischio fiscale di cui è responsabile il management per la verifica della coerenza tra le scelte di gestione fiscale e la strategia approvata dal Consiglio. L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono stati disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatto finanziario o reputazionale significativo (rischio fiscale). Nel 2022 nessuna società del Gruppo è stata parte di alcun contenzioso fiscale per violazioni della normativa o per frode fiscale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo in materia fiscale, si rinvia alle note del bilancio consolidato; tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione.
- **FAIR COMPETITION.** Eni ha istituito un ambiente di controllo e un insieme di procedure e presidi con l'obiettivo di garantire

che la conduzione degli affari e delle attività aziendali avvenga nel rispetto delle regole poste a tutela della concorrenza nei vari Paesi in cui opera. I principi della concorrenza intesa come contesto di mercato che incentiva le imprese ad eccellere nella qualità ed economicità dei prodotti e/o servizi venduti/forniti e l'osservanza della normativa antitrust sono valori fondamentali della Società. Il sistema di controllo Eni è articolato nelle tre fasi della prevenzione, monitoraggio/mitigazione dei rischi e contrasto alle condotte illecite ed è disegnato in modo da assicurare la ragionevole certezza che le unità di business non adottino comportamenti anticoncorrenziali o diano luogo a pratiche restrittive del libero mercato o collusioni con imprese concorrenti e non commettano abusi di posizione dominante. Le operazioni aziendali di incremento della quota di mercato (concentrazioni) sono eseguite previa notifica delle stesse alle Autorità antitrust delle giurisdizioni interessate, attraverso la formulazione di opportuni remediation plan in risposta alle osservazioni ricevute, nonché in osservanza degli obblighi di standstill e del divieto di scambio illegittimo di informazioni nella fase di negoziazione e di due diligence. Nel 2022 nessuna società del Gruppo e nessun esponente del senior management sono stati parte di alcun contenzioso per violazioni della normativa antitrust che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Alla data di bilancio non ci sono contenziosi pendente in materia antitrust.

• **DIRITTI UMANI.** I diritti umani sono al centro della visione Eni come impresa responsabile e parte integrante dei valori, della cultura e delle prassi dell'organizzazione. Eni è impegnata a rispettare i diritti umani in tutte le attività d'impresa e pone analoga aspettativa nei confronti dei business partner che operano per conto di Eni o ai quali sono appaltate fasi delle attività industriali di Eni. Eni ha adottato un processo di due diligence dei diritti umani conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su Impresa e diritti umani UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs), che prevedono lo svolgimento di cinque fasi:

- i) l'adozione di una dichiarazione di impegno, adottata al livello del top management, che affermi il rispetto dei diritti umani e l'integrazione dei diritti umani nei processi e nelle politiche aziendali;
- ii) un processo risk-based di identificazione e valutazione degli impatti negativi delle attività aziendali sui diritti umani che preveda anche il coinvolgimento degli stakeholder;
- iii) la definizione e l'adozione di misure atte a prevenire, cessare o mitigare eventuali impatti negativi;
- iv) la verifica dell'efficacia delle misure adottate;
- v) la comunicazione pubblica in merito ai processi avviati dalla Società per prevenire, cessare, mitigare gli impatti avversi e alle misure adottate.

A tale processo è associata l'istituzione da parte di Eni di un meccanismo di raccolta e di valutazione dei reclami e delle preoccupazioni portate a conoscenza della Società attraverso opportuni canali di ascolto e comunicazione da parte di singoli individui, comunità o associazioni d'individui, che comprenda la previsione di un rimedio per rispondere agli impatti negativi sui diritti umani che la Società abbia

causato o cui abbia contribuito. Eni inoltre coopera attivamente con altri meccanismi di reclamo di natura statale o non statale.

In tale ambito la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani, approvata dal CdA nel dicembre 2018, oltre ad affermare l'impegno su questo tema, evidenzia le aree prioritarie (salient issues) su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e gli UNGPs. Con l'obiettivo di dare concreta attuazione a tale Dichiarazione di impegno, Eni si è dotata progressivamente di modelli risk-based basati su elementi di contesto (rischi specifici nei Paesi di operatività) e sulle caratteristiche delle attività di business, che in base al potenziale rischio diritti umani consentono all'azienda di individuare e adottare le opportune misure di gestione.

Eni è inoltre attivamente impegnata nel verificare e fornire, o cooperare per fornire, rimedi in caso di impatti negativi sui diritti umani che potrebbe aver causato o a cui ha contribuito, ed a compiere ogni sforzo per promuovere il raggiungimento dello stesso obiettivo nei casi in cui l'impatto sia direttamente collegato alle sue operazioni, prodotti o servizi. Per presentare eventuali casi di violazione Eni ha adottato un sistema di whistleblowing e un grievance mechanism, canale dedicato alla ricezione e risoluzione dei reclami da parte delle comunità, e coopera attivamente ed in buona fede con altri meccanismi di accesso al rimedio, giudiziari o extra-giudiziari. In nessun caso Eni impedisce ai potenziali reclamanti l'accesso a misure di rimedio, al contrario si impegna a prevenire ritorsioni nei confronti dei lavoratori e di altri stakeholder per aver sollevato preoccupazioni relative ai diritti umani, e non tollera né contribuisce a minacce, intimidazioni, ritorsioni o attacchi contro difensori dei diritti umani e stakeholder coinvolti in relazione alle proprie operazioni.

Parte integrante della due diligence è la comunicazione dei risultati ottenuti. Eni pubblica ogni anno il suo report di sostenibilità "Eni for", cui ha affiancato un report dedicato al tema dei diritti umani "Eni for - Human Rights". Eni redige inoltre anche la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF), documento sintetico redatto in conformità con le richieste del D.Lgs. 254/2016 (che recepisce la Direttiva Europea 95/2014) e pubblicato nella Relazione Finanziaria Annuale.

### Conclusioni

Nel 2022 Eni non ha ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani, corruzione, violazione delle norme sulla concorrenza o di quelle fiscali, e collabora attivamente ed in buona fede con i Punti di Contatto Nazionali OCSE per la risoluzione delle Istanze Specifiche in corso.

Sul tema dei diritti umani inoltre, Eni mantiene con gli stakeholder un dialogo costante: si vedano ad esempio le risposte al Business and Human Rights Resource Centre e la valutazione da parte di World Benchmarking Alliance, nell'ambito della cui ultima rilevazione Eni si è collocata al 1° posto (insieme ad un'azienda di altro settore) su tutte le società analizzate.

Eni, considerato anche il draft Report "Minimum Safeguards", conclude di essere in compliance con la clausola di salvaguardia di cui alla lettera "c" dell'art. 3 del Regolamento UE sulla Tassonomia.

## Quota del fatturato KPI

| Attività economiche (1)   | Codice/i (2)                 | Fatturato assoluto (3) | Quota di fatturato (4) | Criteri per il contributo sostanziale     |  |                            |                        |                  |                                 |
|---|------------------------------|------------------------|------------------------|---|--|----------------------------|------------------------|------------------|---------------------------------|
|   |                              |                        |                        | Mitigazione dei cambiamenti climatici (5) | Adattamento ai cambiamenti climatici (6) | Acque e risorse marine (7) | Economia circolare (8) | Inquinamento (9) | Biodiversità ed ecosistemi (10) |
|   |                              | m€                     | %                      | %   | %  | %                          | %                      | %                | %                               |
| <b>A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                              | 9.874                  | 7,5%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)</b>   |                              |                        |                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica   | 4.1 (D35.11)                 | 31                     | 0,0%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica   | 4.3 (D35.11)                 | 79                     | 0,1%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia  | 4.8 (D35.11)                 | 41                     | 0,0%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                | 667                    | 0,5%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Digestione anaerobica di rifiuti organici   | 5.7 (E38.21)                 | 5                      | 0,0%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)   |                              | 823                    | 0,6%                   | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)</b>           |                              |                        |                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici  | 3.14 (C20.14)                | 2.126                  | 1,6%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie  | 3.17 (C20.16)                | 2.186                  | 1,6%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                | 8                      | 0,0%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica   | 4.9 (D35.12, D35.13)         | 7                      | 0,0%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia  | 4.20 (D35.11, D35.30)        | 11                     | 0,0%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili          | 4.30 (D35.11, D35.30)        | 4.682                  | 3,5%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue                                | 5.3 (E37.00, F42.99)         | 9                      | 0,0%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri  | 6.5 (N77.11, H49.32, H49.39) | 22                     | 0,0%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2) |                              | 9.051                  | 6,9%                   |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A.1 + A.2)</b>   |                              | <b>9.874</b>           | <b>7,5%</b>            |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                              |                        |                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fatturato delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)  |                              | 122.638                | 92,5%                  |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A+B)</b>   |                              | <b>132.512</b>         | <b>100%</b>            |   |  |                            |                        |                  |                                 |

Criteria per "non arrecare un danno significativo"

| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climatici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota di fatturato allineata alla Tassonomia, anno 2022 (18) | Categoria (attività abilitante) (20) | Categoria (attività di transizione) (21) |
|--|---|-----------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| S/N  | S/N                                       | S/N                         | S/N                     | S/N               | S/N                             | S/N                                  | %  | A                                    | T  |

|   |   |   |   |   |   |   |      |  |  |
|---|---|---|---|---|---|---|------|--|--|
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,1% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,5% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0% |  |  |
|   |   |   |   |   |   |   | 0,6% |  |  |

## Quota delle spese in conto capitale KPI

| Attività economiche (1)   | Codice/i (2)                 | Spese in conto capitale assolute (3) | Quota di spese in conto capitale (4) | Criteri per il contributo sostanziale     |  |                            |                        |                  |                                 |
|---|------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---|--|----------------------------|------------------------|------------------|---------------------------------|
|   |                              |                                      |                                      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (5) | Adattamento ai cambiamenti climatici (6) | Acque e risorse marine (7) | Economia circolare (8) | Inquinamento (9) | Biodiversità ed ecosistemi (10) |
|   |                              | m€                                   | %                                    | %   | %  | %                          | %                      | %                | %                               |
| <b>A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                              | 2.172                                | 17,5%                                |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia)</b>   |                              |                                      |                                      |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica   | 4.1 (D35.11)                 | 603                                  | 4,9%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica   | 4.3 (D35.11)                 | 906                                  | 7,3%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia  | 4.8 (D35.11)                 | 1                                    | 0,0%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Accumulo di energia elettrica   | 4.10                         | 5                                    | 0,0%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                | 97                                   | 0,8%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO <sub>2</sub>  | 5.12 (E39.00)                | 78                                   | 0,6%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri  | 6.5 (N77.11, H49.32, H49.39) | 3                                    | 0,0%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio                              | 6.15 (F71.1, F71.20)         | 60                                   | 0,5%                                 | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese in conto capitale delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)   |                              | 1.753                                | 14,1%                                | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)</b>                         |                              |                                      |                                      |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici  | 3.14 (C20.14)                | 109                                  | 0,9%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie  | 3.17 (C20.16)                | 77                                   | 0,6%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica   | 4.9 (D35.12, D35.13)         | 2                                    | 0,0%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                | 28                                   | 0,2%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili                        | 4.30 (D35.11, D35.30)        | 148                                  | 1,2%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue  | 5.3 (E37.00, F42.99)         | 44                                   | 0,4%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri  | 6.5 (N77.11, H49.32, H49.39) | 11                                   | 0,1%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2) |                              | 419                                  | 3,4%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A.1 + A.2)</b>   |                              | 2.172                                | 17,5%                                |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                              |                                      |                                      |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese in conto capitale delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)  |                              | 10.224                               | 82,5%                                |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A+B)</b>   |                              | 12.396                               | 100%                                 |   |  |                            |                        |                  |                                 |

Criteria per "non arrecare un danno significativo"

| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climatici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota di spese in conto capitale allineate alla Tassonomia, anno 2022 (18) | Categoria (attività abilitante) (20) | Categoria (attività di transizione) (21) |
|--|---|-----------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| S/N  | S/N                                       | S/N                         | S/N                     | S/N               | S/N                             | S/N                                  | %  | A                                    | T  |

|   |   |   |   |   |   |   |       |      |      |
|---|---|---|---|---|---|---|-------|------|------|
| S | S | S | S | S | S | S | 4,9%  |      |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 7,3%  |      |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0%  |      |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0%  | 0,0% |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,8%  |      |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,6%  |      |      |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,0%  |      | 0,0% |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,5%  | 0,5% |      |
|   |   |   |   |   |   |   | 14,1% | 0,5% | 0,0% |

## Quota delle spese operative KPI

| Attività economiche (1)   | Codice/fi (2)                 | Spese operative assolute (3) | Quota di spese operative (4) | Criteri per il contributo sostanziale     |  |                            |                        |                  |                                 |
|---|-------------------------------|------------------------------|------------------------------|---|--|----------------------------|------------------------|------------------|---------------------------------|
|   |                               |                              |                              | Mitigazione dei cambiamenti climatici (5) | Adattamento ai cambiamenti climatici (6) | Acque e risorse marine (7) | Economia circolare (8) | Inquinamento (9) | Biodiversità ed ecosistemi (10) |
|   |                               | m€                           | %                            | %   | %  | %                          | %                      | %                | %                               |
| <b>A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                               | 503                          | 12,1%                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia)</b>   |                               |                              |                              |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica   | 4.1 (D35.11)                  | 15                           | 0,4%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica   | 4.3 (D35.11)                  | 28                           | 0,7%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia  | 4.8 (D35.11)                  | 5                            | 0,1%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                 | 24                           | 0,6%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Digestione anaerobica di rifiuti organici   | 5.7 (E38.21)                  | 3                            | 0,1%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese operative delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)   |                               | 75                           | 1,8%                         | 100%                                      |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)</b>                 |                               |                              |                              |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio   | 3.6 (C22, C25, C26, C27, C28) | 26                           | 0,6%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici  | 3.14 (C20.14)                 | 69                           | 1,7%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie  | 3.17 (C20.16)                 | 68                           | 1,6%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica   | 4.1 (D35.11)                  | 11                           | 0,3%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica   | 4.3 (D35.11)                  | 1                            | 0,0%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologie dell'energia oceanica   | 4.4 (D35.11, F42.22)          | 7                            | 0,2%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica   | 4.9 (D35.12, D35.13)          | 2                            | 0,0%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Accumulo di energia elettrica   | 4.10                          | 3                            | 0,1%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi   | 4.13 (D35.21)                 | 30                           | 0,7%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia  | 4.20 (D35.11, D35.30)         | 8                            | 0,2%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili                | 4.30 (D35.11, D35.30)         | 49                           | 1,2%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue                                      | 5.3 (E37.00, F42.99)          | 136                          | 3,3%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte  | 5.5 (E38.11)                  | 5                            | 0,1%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO <sub>2</sub>  | 5.12 (E39.00)                 | 9                            | 0,2%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri  | 6.5 (N77.11, H49.32, H49.39)  | 4                            | 0,1%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2) |                               | 428                          | 10,3%                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A.1 + A.2)</b>   |                               | 503                          | 12,1%                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA</b>  |                               |                              |                              |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| Spese operative delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)  |                               | 3.657                        | 87,9%                        |   |  |                            |                        |                  |                                 |
| <b>Totale (A+B)</b>   |                               | 4.160                        | 100%                         |   |  |                            |                        |                  |                                 |

Criteria per "non arrecare un danno significativo"

| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climatici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota di spese operative allineate alla Tassonomia, anno 2022 (18) | Categoria (attività abilitante) (20) | Categoria (attività di transizione) (21) |
|--|---|-----------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| S/N  | S/N                                       | S/N                         | S/N                     | S/N               | S/N                             | S/N                                  | %  | A                                    | T  |

|   |   |   |   |   |   |   |      |  |  |
|---|---|---|---|---|---|---|------|--|--|
| S | S | S | S | S | S | S | 0,4% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,7% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,1% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,6% |  |  |
| S | S | S | S | S | S | S | 0,1% |  |  |
|   |   |   |   |   |   |   | 1,8% |  |  |

## Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili

| Riga                                  | Attività legate all'energia nucleare  | 2022 |
|---------------------------------------|---|------|
| 1                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la ricerca, lo sviluppo, la dimostrazione e la realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.   | No   |
| 2                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione e l'esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno, e miglioramenti della loro sicurezza, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili. | No   |
| 3                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso l'esercizio sicuro di impianti nucleari esistenti che generano energia elettrica o calore di processo, anche per il teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno a partire da energia nucleare, e miglioramenti della loro sicurezza.   | No   |
| <b>Attività legate ai gas fossili</b> |   |      |
| 4                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione o la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.  | No   |
| 5                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione combinata di calore/freddo ed energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.   | Si   |
| 6                                     | L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione di calore che producono calore/freddo utilizzando combustibili gassosi fossili.  | No   |

## Modello 2 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (denominatore) (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

| Riga | Attività legate all'energia nucleare   | Turnover |      |   |      |  |    | Capex   |       |   |       |  |    | Opex    |      |   |      |  |    |
|------|--|----------|------|---|------|--|----|---------|-------|---|-------|--|----|---------|------|---|------|--|----|
|      |  | CCM+CCA  |      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |      | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    | CCM+CCA |       | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |       | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    | CCM+CCA |      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |      | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    |
|      |  | Importo  | %    | Importo                                     | %    | Importo                                    | %  | Importo | %     | Importo                                     | %     | Importo                                    | %  | Importo | %    | Importo                                     | %    | Importo                                    | %  |
| 1    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |         |       |   |       |  |    |         |      |   |      |  |    |
| 2    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |         |       |   |       |  |    |         |      |   |      |  |    |
| 3    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |         |       |   |       |  |    |         |      |   |      |  |    |
| 4    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |         |       |   |       |  |    |         |      |   |      |  |    |
| 5    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile | 0        | 0%   | 0   | 0%   | 0  | 0% | 0       | 0%    | 0   | 0%    | 0  | 0% | 0       | 0%   | 0   | 0%   | 0  | 0% |
| 6    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |         |       |   |       |  |    |         |      |   |      |  |    |
| 7    | <b>Importo e quota di altre attività economiche allineate alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile</b>   | 823      | 0,6% | 823   | 0,6% | 0  | 0% | 1.753   | 14,1% | 1.753                                       | 14,1% | 0  | 0% | 75      | 1,8% | 75  | 1,8% | 0  | 0% |
| 8    | <b>KPI applicabile totale</b>  | 132.512  | 100% | 132.512                                     | 100% | 0  | 0% | 12.396  | 100%  | 12.396                                      | 100%  | 0  | 0% | 4.160   | 100% | 4.160                                       | 100% | 0  | 0% |

**Modello 3 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore)** (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

| Riga | Attività economiche  | Turnover |      |   |      |  |    | Capex    |      |   |      |  |    | Opex     |      |   |      |  |    |
|------|--|----------|------|---|------|--|----|----------|------|---|------|--|----|----------|------|---|------|--|----|
|      |  | CCM+CCA  |      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |      | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    | CCM+CCA  |      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |      | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    | CCM+CCA  |      | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |      | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |    |
|      |  | Im-porto | %    | Im-porto                                    | %    | Im-porto                                   | %  | Im-porto | %    | Im-porto                                    | %    | Im-porto                                   | %  | Im-porto | %    | Im-porto                                    | %    | Im-porto                                   | %  |
| 1    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |
| 2    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |
| 3    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |
| 4    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |
| 5    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile | 0        | 0%   | 0   | 0%   | 0  | 0% | 0        | 0%   | 0   | 0%   | 0  | 0% | 0        | 0%   | 0   | 0%   | 0  | 0% |
| 6    | Importo e quota dell'attività economica allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |          |      |   |      |  |    |
| 7    | <b>Importo e quota di altre attività economiche allineate alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al numeratore del KPI applicabile</b>   | 823      | 100% | 823   | 100% | 0  | 0% | 1.753    | 100% | 1.753                                       | 100% | 0  | 0% | 75       | 100% | 75  | 100% | 0  | 0% |
| 8    | <b>Importo e quota totali delle attività economiche allineate alla Tassonomia al numeratore del KPI applicabile</b>  | 823      | 100% | 823   | 100% | 0  | 0% | 1.753    | 100% | 1.753                                       | 100% | 0  | 0% | 75       | 100% | 75  | 100% | 0  | 0% |

**Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia**

(€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

| Riga | Attività economiche   | Turnover     |              |   |              |  |           | Capex        |              |   |              |  |           | Opex         |              |   |              |  |           |
|------|---|--------------|--------------|---|--------------|--|-----------|--------------|--------------|---|--------------|--|-----------|--------------|--------------|---|--------------|--|-----------|
|      |   | CCM+CCA      |              | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |              | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |           | CCM+CCA      |              | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |              | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |           | CCM+CCA      |              | Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) |              | Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) |           |
|      |   | Im-<br>porto | %            | Im-<br>porto                                | %            | Im-<br>porto                               | %         | Im-<br>porto | %            | Im-<br>porto                                | %            | Im-<br>porto                               | %         | Im-<br>porto | %            | Im-<br>porto                                | %            | Im-<br>porto                               | %         |
| 1    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |
| 2    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |
| 3    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |
| 4    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |
| 5    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile | 4.682        | 51,7%        | 4.682                                       | 51,7%        | 0  | 0%        | 148          | 35,3%        | 148   | 35,3%        | 0  | 0%        | 49           | 11,4%        | 49  | 11,4%        | 0  | 0%        |
| 6    | Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla Tassonomia ma non allineata alla Tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |              |              |   |              |  |           |
| 7    | <b>Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile</b>   | <b>4.369</b> | <b>48,3%</b> | <b>4.369</b>                                | <b>48,3%</b> | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> | <b>271</b>   | <b>64,7%</b> | <b>271</b>                                  | <b>64,7%</b> | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> | <b>379</b>   | <b>88,6%</b> | <b>379</b>                                  | <b>88,6%</b> | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> |
| 8    | <b>Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia al denominatore del KPI applicabile</b>  | <b>9.051</b> | <b>100%</b>  | <b>9.051</b>                                | <b>100%</b>  | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> | <b>419</b>   | <b>100%</b>  | <b>419</b>                                  | <b>100%</b>  | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> | <b>428</b>   | <b>100%</b>  | <b>428</b>                                  | <b>100%</b>  | <b>0</b>                                   | <b>0%</b> |

**Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla Tassonomia** (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

| Riga | Attività economiche  | Turnover       |             | Capex         |             | Opex         |             |
|------|--|----------------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|
|      |  | Importo        | %           | Importo       | %           | Importo      | %           |
| 1    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 1 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |                |             |               |             |              |             |
| 2    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 2 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |                |             |               |             |              |             |
| 3    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |                |             |               |             |              |             |
| 4    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 4 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |                |             |               |             |              |             |
| 5    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 5 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile | 0              | 0%          | 0             | 0%          | 0            | 0%          |
| 6    | Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 6 del modello 1 che non è ammissibile alla Tassonomia conformemente alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile |                |             |               |             |              |             |
| 7    | <b>Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile</b>   | <b>122.638</b> | <b>100%</b> | <b>10.224</b> | <b>100%</b> | <b>3.657</b> | <b>100%</b> |
| 8    | <b>Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla Tassonomia al denominatore del KPI applicabile</b>  | <b>122.638</b> | <b>100%</b> | <b>10.224</b> | <b>100%</b> | <b>3.657</b> | <b>100%</b> |

## TEMI MATERIALI PER ENI

L'analisi di materialità è volta all'identificazione dei temi di sostenibilità che sono maggiormente rilevanti per Eni e per i propri stakeholder. I temi materiali sono funzionali all'elaborazione del Piano Strategico – da cui ha origine il processo di definizione dei Management by Objective (MbO) di sostenibilità per tutti i dirigenti – e indirizzano la reportistica. Nel 2022, l'analisi è stata aggiornata sulla base del nuovo Standard GRI che prevede l'identificazione dei temi materiali in funzione degli impatti più significativi – positivi e negativi, attuali e potenziali – generati dall'organizzazione su economia, ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani (cd. prospettiva di Impact Materiality). In aggiunta, in previsione dell'entrata in vigore della nuova Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), che prevede un approccio di Doppia Materialità, l'analisi ha considerato

anche la prospettiva della Financial Materiality. Quest'ultima richiede l'identificazione anche di quei temi che presentano rischi e opportunità di sostenibilità che influenzano o possono influenzare significativamente i flussi di cassa futuri dell'azienda, con ripercussioni sullo sviluppo, le performance ed il posizionamento nel breve, medio o lungo periodo.

Il processo di materialità di Eni ha previsto le seguenti fasi:

- **Identificazione dei temi rilevanti e dei relativi impatti**, coniugando i risultati dell'analisi di materialità del 2021 con i temi maggiormente significativi per il contesto di riferimento 2022 e il settore di operatività, anche sulla base del nuovo Sector Standard del GRI per l'Oil & Gas;
- **Valutazione dei temi attraverso l'approccio della Doppia Ma-**

| TEMA  | TREND<br>rispetto al 2021 | IMPACT<br>MATERIALITY<br>Impatti positivi   |
|---|---------------------------|---|
| <b>Contrasto al cambiamento climatico</b><br>SDG: 7 9 12 13 15 17                       | ↑                         | Riduzione delle emissioni climalteranti con strategie di decarbonizzazione, sviluppo di tecnologie e sensibilizzazione dei consumatori  |
| <b>Sviluppo del capitale umano</b><br>SDG: 4 5 8 10                                     | ↑                         | Accrescimento delle competenze dei dipendenti e miglioramento delle opportunità di carriera attraverso formazione continua  |
| <b>Diversità, inclusione e work-life balance</b><br>SDG: 3 4 5 8 10                     | ↓                         | Aumento del benessere dei lavoratori grazie ad adeguati piani di welfare e tutela delle pari opportunità  |
| <b>Salute e sicurezza dei lavoratori</b><br>SDG: 2 3 6 8                                | ↓                         | Attività di formazione e sensibilizzazione su salute e sicurezza; riduzione degli incidenti e degli infortuni grazie all'utilizzo di tecnologie   |
| <b>Asset integrity</b><br>SDG: 8 9 11 14  | ↓                         | Affidabilità del servizio attraverso la corretta manutenzione e il costante monitoraggio dell'integrità delle infrastrutture e degli asset  |
| <b>Riduzione degli impatti ambientali</b><br>SDG: 3 6 9 11 12 14 15                     | ↑                         | Creazione di nuovi habitat naturali attraverso l'utilizzo di strutture dismesse, progetti di salvaguardia dei territori, ripristino/bonifica dei terreni e conservazione delle foreste                      |
| <b>Economia circolare</b><br>SDG: 6 12 14 15  | ↑                         | Riduzione dell'utilizzo delle risorse naturali grazie all'impiego di pratiche e processi aziendali volti al riciclo e al recupero   |
| <b>Tutela dei diritti umani</b><br>SDG: 1 2 3 8 10 16                                   | ↑                         | Tutela e rispetto dei diritti umani grazie ad attività di due diligence sulle attività aziendali e su quelle di fornitori e partner commerciali   |
| <b>Gestione responsabile della catena di fornitura</b><br>SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17 | ↓                         | Diffusione di principi di sostenibilità ambientale e sociale grazie al coinvolgimento dei fornitori e dei partner della filiera   |
| <b>Relazioni con i clienti</b><br>SDG: 7 12 16  | ↑                         | Promozione di relazioni solide con i clienti grazie al coinvolgimento, all'ascolto e al customer care   |
| <b>Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale</b><br>SDG: 16 17             | ↓                         | Contrasto alla diffusione di pratiche illecite con presidi e formazione in ambito anti-corruzione, creazione di valore economico nei territori di presenza con investimenti, pagamento di tasse e royalties |
| <b>Chiusura e ripristino</b><br>SDG: 4 8 11 14 15                                       | New                       | Riutilizzo delle strutture, dei materiali e degli stabilimenti dismessi a beneficio delle comunità locali e dell'economia circolare   |
| <b>Sviluppo locale</b><br>SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17                            | ↓                         | Sviluppo delle comunità e del tessuto imprenditoriale locale grazie ad iniziative in vari settori di intervento e anche grazie a partnership e accordi commerciali con fornitori locali                     |
| <b>Accesso all'energia</b><br>SDG: 7 13   | ↓                         | Realizzazione di infrastrutture e miglioramento della qualità del servizio nelle zone remote  |
| <b>Innovazione</b><br>SDG: 7 9 12 13  | ↑                         | Iniziative di innovazione e di trasformazione coinvolgendo anche le aziende della filiera e i partner   |
| <b>Digitalizzazione e Cyber Security</b><br>SDG: 9 13 16                                | –                         | Miglioramento della sicurezza informatica nei Paesi di presenza tramite collaborazioni con istituzioni e aziende  |

**aterialità:** (i) prospettiva di Impact Materiality - sottoponendo un questionario a stakeholder interni ed esterni per valutare l'importanza dei temi in base alla significatività degli impatti e alla loro probabilità di accadimento (per approfondimenti sulle categorie di stakeholder intervistati e le risultanze si veda "Attività di stakeholder engagement" a pagg. 16-17); e (ii) prospettiva di Financial Materiality - considerando i risultati del processo di valutazione dei rischi del Risk Management Integrato (per approfondimenti si veda "Risk Management Integrato" a pagg. 24-29 e "Principali Rischi ESG" a pagg. 172-173);

- **Prioritizzazione dei temi** attraverso la combinazione degli esiti delle due valutazioni. I temi sottoposti a valutazione, risultati tutti materiali, sono stati suddivisi in 3 differenti livelli di significatività;
- **Condivisione dei risultati** dell'analisi di materialità con il Comitato

Controllo e Rischi, il Comitato Sostenibilità e Scenari e il CdA, che ha successivamente approvato la DNF nella sua interezza.

In virtù delle evoluzioni del contesto, i risultati dell'analisi mostrano un certo dinamismo nel tempo sia a livello di significatività sia per l'accorpamento<sup>67</sup> o l'introduzione di nuovi temi. Tra i nuovi si segnala "Chiusura e ripristino" emerso dal Sector Standard GRI e "Sicurezza e indipendenza energetica" come tema emergente dai questionari e dall'ascolto dei social media.

Nella tabella si evidenziano i risultati delle due materialità; sono riportati anche alcuni impatti positivi e negativi attuali/potenziati a titolo esemplificativo e non esaustivo ed il trend rispetto all'esercizio dello scorso anno.

| Impatti negativi  | Significatività | FINANCIAL MATERIALITY<br>Significatività |
|---|-----------------|--|
| Emissioni climalteranti nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Formazione inadeguata dei dipendenti, non rispetto delle norme contrattuali, della libertà di associazione e contrattazione collettiva, precarietà del posto di lavoro                                      | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Peggioramento del benessere dei lavoratori e delle proprie famiglie e casi di discriminazione   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Infortuni e/o malattie professionali e/o danni alla salute dovuti a mancata compliance delle normative, guasti e/o malfunzionamento di strutture e asset aziendali, esposizione a sostanze pericolose, ecc. | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Interruzioni delle attività economiche causate da guasti alle infrastrutture e agli asset   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Danni ambientali, perdita di biodiversità e aumento del rischio di siccità  | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
|   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Violazione dei diritti umani dei lavoratori, delle comunità locali e delle popolazioni indigene   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Violazione dei diritti dei lavoratori e impatti ambientali negativi dei fornitori a causa del mancato monitoraggio da parte di Eni  | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Interruzione del servizio offerto (es. fornitura energetica) ai clienti per cause riconducibili ad Eni  | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Episodi di corruzione e condotta illecita con possibili ripercussioni economiche su mercati e imprese causati anche da pratiche di evasione fiscale, monopolistiche e di lobbying                           | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Perdita di posti di lavoro e mancato aggiornamento delle competenze dei dipendenti per la chiusura di stabilimenti o siti   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
|   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Violazioni dei diritti e del benessere delle comunità e reinsediamenti involontari; non equa compensazione e sfruttamento delle risorse naturali ai danni delle comunità locali                             | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Dispersioni ed inefficienze della rete di distribuzione con effetti su comunità e ambiente  | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
|   | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |
| Perdita di dati e informazioni sensibili di dipendenti, clienti, partner, etc.  | ■ ■ ■           | ■ ■ ■                                    |

(67) Rispetto alla precedente analisi, nel 2022 tre temi sono stati accorpati in temi già esistenti: "Tecnologie low carbon" con "Contrasto al cambiamento climatico", "Biodiversità" con "Riduzione degli impatti ambientali" e "Local content" con "Sviluppo Locale".

## PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

**Standard, linee guida e raccomandazioni.** La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai “Sustainability Reporting Standards”, pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards) ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla Società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) “Standard 403: Occupational Health and Safety”, (ii) “Standard 303: Water and Effluents” – che fanno riferimento all’edizione 2018 –, (iii) “Standard 207: Tax” del 2019 e (iv) “Standard 306: Waste” del 2020. Inoltre si è tenuto in considerazione l’aggiornamento dei nuovi standard GRI Universale e Sector Standard Oil & Gas pubblicati nel 2021 e obbligatorio a partire da quest’anno. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall’ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all’interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche “core” definite dal WEF nel White Paper “Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation” di settembre 2020. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall’art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (cd. “Regolamento Tassonomia”) e dei Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L’esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. 208-227).

**Indicatori di performance.** I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle di un’analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell’anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2020-2022. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all’anno 2022 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. I dati sono anche soggetti a revisione e approvazione da parte degli organi competenti e del CdA. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni

sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l’utilizzo di software aziendali specifici per area tematica. Tali dati vengono inviati ad una piattaforma dedicata a salvare e storicizzare tutti i dati pubblicati da Eni nella Dichiarazione non Finanziaria: questo sistema permette anche di tracciare il controllo e l’approvazione di tali dati da parte dei propri Process Owner.

**Perimetro.** Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla Società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

- (i) per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima, il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota<sup>68</sup>;
- (ii) il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute, è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, incluso l’indice OIFR, che si riferiscono alle sole società consolidate);
- (iii) relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corrruzione il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
- (iv) relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto;
- (v) il perimetro riferito ai dati afferenti ai fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
- (vi) infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorrruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2022 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Si segnala che, dove non diversamente specificato, i dati riportati non includono il gruppo Finproject in quanto entrato recentemente nel perimetro e tutt’ora è in corso l’allineamento dei sistemi rispetto ai requisiti Eni. Per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

(68) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società: Mozambique Rovuma Venture S.p.A.; Agiba Petroleum Co.; Cardon IV SA; Eni Iran BV; Eni Mozambique Engineering Ltd; Eni South Africa BV; Groupment Sonatrach-Eni; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; LLC “EniEnerghia”; Petrobrel Belayim Petroleum Co.; Eni Gas Transport Services Srl; DLNG Service SAE; Société énergies renouvelables Eni-Etap (Seree); Costiero Gas Livorno SpA; SeaPad S.p.A.; Servizio Fondo Bombole Metano SpA; Società Oleodotti Meridionali - SOM S.p.A.; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Esacontrol SA; Oléoduc du Rhone SA; LLC “Eni-Nefto”; Tecnoesa SA; Brindisi Servizi Generali S. c. a r. l.(BSG); Ravenna Servizi Industriali S.C.p.A. (RSI); Servizi Porto Marghera S.c. a r. l. (SPM); Versalis Pacific (India) Private Limited; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA; Oleodotto del Reno SA; Società Enipower Ferrara Srl - Ferrara; EniProgetti Egypt Ltd; Eniverse Ventures Srl.

**KPI** **METODOLOGIA**

**CAMBIAMENTO CLIMATICO**

**EMISSIONI GHG**

**Scope 1:** le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Non comprende i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica.

**Scope 2:** sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno e comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Non comprende i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica. Sono rendicontate secondo approccio "location based" (è in corso la raccolta delle informazioni specifiche sui contratti di fornitura al fine di costruire anche la vista "market-based").

**Scope 3:** emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendicontra utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream. Le emissioni comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Poiché l'indicatore si riferisce alla produzione equity O&G Upstream, le emissioni non comprendono i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica.

**INTENSITÀ DI EMISSIONI**

Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O e sono contabilizzate al 100%.

- Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata.
- R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati).
- Enipower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano).
- Intensità emissiva di metano upstream: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub> e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.

**EFFICIENZA OPERATIVA**

L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO<sub>2</sub>eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che:

- Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica;
- R&M: incluse solo le raffinerie;
- Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti;
- Enipower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano.

A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.

**INTENSITÀ ENERGETICA**

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.

**NET CARBON FOOTPRINT**

**Net Carbon Footprint Eni:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate in quota equity e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.

**Net Carbon Footprint upstream:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione di idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (revenue interest) e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.

**NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS**

L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendicontra in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni scope 3 end-use associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.

**NET CARBON INTENSITY**

L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita (si veda Net GHG Lifecycle Emissions) e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.

| KPI   | METODOLOGIA  |
|---|--|
| <b>CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI</b>   | L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.   |
| <b>ENERGIA CONSUMATA</b>                    | Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in milioni di giga Joule (unità di misura comune) secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; (ii) per ciascun vettore energetico viene quindi calcolato il consumo Eni come somma dei valori di produzione e import da società esterne al perimetro di consolidamento Eni, a cui vengono poi sottratti i valori di export a società esterne al perimetro di consolidamento Eni (ai fini del calcolo del bilancio energetico Eni, il consolidamento dei dati avviene escludendo gli scambi interni tra siti/società del gruppo); (iii) la somma in milioni di giga Joule dei consumi di tutti i singoli vettori energetici rappresenta il bilancio energetico Eni. In particolare, i parametri considerati sono: (i) Consumo totale di energia (con il di cui relativo a consumo di fonti primarie, energia primaria acquistata da terzi (energia elettrica, vapore e calore diretto di processo) e consumo di idrogeno); (ii) Consumo di energia da fonti rinnovabili; (iii) Vendita di energia elettrica; (iv) Vendita di calore e vapore.  |
| <b>PERSONE, SALUTE E SICUREZZA</b>          |  |
| <b>LAVORATORI NON DIPENDENTI</b>            | In merito ai lavoratori non dipendenti il cui lavoro è controllato dall'organizzazione è stato considerato il personale somministrato in Italia e all'estero.  |
| <b>RELAZIONI INDUSTRIALI</b>                | In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.  |
| <b>REMUNERAZIONE</b>                        | <b>Gender Pay Ratio:</b> Il Gender Pay Ratio è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola qualifica e per la popolazione complessiva. <b>Variazione della retribuzione dell'AD/DG e della mediana dipendenti:</b> Variazione percentuale rispetto all'anno precedente della retribuzione complessiva dell'AD/DG e della mediana dei dipendenti Italia ed estero. La sede operativa significativa è costituita dall'Italia, sede dell'headquarter.   |
| <b>ANZIANITÀ LAVORATIVA</b>                 | Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.  |
| <b>CONGEDO PARENTALE</b>                    | Il tasso di rientro relativo al congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che sono rientrate dal congedo parentale dopo averne usufruito e il numero delle persone che hanno usufruito del congedo parentale all'interno dell'anno 2022.  |
| <b>ORE DI FORMAZIONE</b>                    | Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.  |
| <b>DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO</b> | Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.   |
| <b>TASSO DI TURNOVER</b>                    | Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.  |
| <b>SICUREZZA</b>                            | Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. <b>TRIR:</b> indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. <b>Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:</b> infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. <b>Near miss:</b> evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche il rischio Paese. <b>Incidente di sicurezza di processo:</b> perdita di contenimento primario (rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili) da un "processo". Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi). |

**KPI** | **METODOLOGIA**

**SALUTE**

**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.

**Casi registrabili di malattie professionali:** numero di denunce di malattia professionale.

**Tipologie principali di malattie:** le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).

**AMBIENTE**

**BIODIVERSITÀ**

**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento).

**Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):** siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento).

**Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione.

**Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione.

Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme – World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi:

- è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte);
- i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.

**Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità:** i potenziali impatti possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrochimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni clima-alteranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animali, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini, sbiancamento dei coralli). Per le attività connesse alle rinnovabili oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci.

**Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di operatività dell'organizzazione:** la fonte del dato è il database "IUCN Red List Spatial Data" che contiene valutazioni globali sulle specie per gruppi tassonomici. I dati spaziali della distribuzione delle specie sono scaricati in formato shapefile ESRI nel loro ultimo aggiornamento dal database e caricati nei sistemi ARCGIS di Eni dove viene verificato il numero totale di specie che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione, classificate secondo il livello di rischio di estinzione: in pericolo critico, in pericolo, vulnerabile, quasi minacciata, minor preoccupazione. Le specie di categoria "Data Deficient", sono specie con mancanza di dati per le quali non è possibile attribuire una categoria di rischio.

Nell'interpretare i dati è importante segnalare che l'analisi è soggetta alle limitazioni intrinseche associate alla mappatura globale delle specie ed è sensibile agli aggiornamenti periodici del database, in quanto ogni anno viene mappato un numero crescente di specie.

| KPI   | METODOLOGIA  |
|---|--|
| <b>RISORSA IDRICA</b>                                       | <p><b>Prelievi idrici:</b> somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2.000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020.</p> <p><b>Scarichi idrici:</b> Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.</p> <p><b>Acqua di mare:</b> acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg.</p> <p><b>Acqua salmastra:</b> acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) compreso tra i 2.000 mg/l e i 30.000 mg/l.</p> <p><b>Acqua dolce:</b> acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg.</p>   |
| <b>SPILL</b>  | <p>Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. Per gli oil spill da sabotaggio le tempistiche di chiusura di alcune investigazioni e successiva registrazione del dato possono essere dilatate a causa della durata delle investigazioni stesse.</p>   |
| <b>RIFIUTI</b>  | <p><b>Rifiuti da attività produttiva:</b> rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.</p> <p><b>Rifiuti da attività di bonifica:</b> comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto.</p> <p>Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.</p> <p><b>Possibili impatti negativi legati ai rifiuti:</b> perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta a una eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino, consumo di suolo legato agli impianti di destino dei rifiuti, ricadute legali e reputazionali connesse alle eventuali contestazioni. Il trattamento dei rifiuti presso impianti terzi fuori sito deriva dall'indisponibilità presso il sito di idonei impianti e/o di requisiti legali per poterlo effettuare; a titolo esemplificativo, all'interno della UE lo svolgimento di operazioni di trattamento dei rifiuti è subordinato al possesso di adeguati titoli autorizzativi. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi; la differenza tra i rifiuti prodotti e quelli avviati a recupero/smaltimento può derivare sia da una variazione dei quantitativi in deposito che dal fatto che il peso dei rifiuti prodotti deve essere spesso stimato, mentre quello dei rifiuti conferiti può essere più frequentemente rilevato in uscita dal sito o presso l'impianto di destino. Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.</p> |
| <b>TUTELA DELL'ARIA</b>                                     | <p><b>NO<sub>x</sub>:</b> emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Inclusive emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, escluso N<sub>2</sub>O.</p> <p><b>SO<sub>x</sub>:</b> emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>.</p> <p><b>NMVOC:</b> emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano.</p> <p><b>PM:</b> emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.</p>  |
| <b>DIRITTI UMANI</b>  |  |
| <b>CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI</b> | <p>L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".</p>   |
| <b>SEGNALAZIONI</b>   | <p>L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).</p>  |
| <b>FORNITORI</b>  |  |
| <b>FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT</b>                      | <p>L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori valutati a fronte di almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq e Eni UK. Sono escluse dall'ambito di applicazione gli approvvigionamenti di: materie prime e semilavorati; servizi di logistica primari; utilities del processo di produzione (ad esempio energia elettrica, idrogeno); titoli minerari; servizi o prodotti finanziari e assicurativi e in materia amministrativo-contabile/fiscale; beni immobili; assistenza legale e servizi notarili; collaborazione con giornalisti; acquisizione di licenze d'uso e brevetti; contratti di lavoro e di somministrazione di lavoro.</p>  |

| KPI   | METODOLOGIA  |
|---|--|
| <b>NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI</b>       | L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.  |
| <b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b> |  |
| <b>COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT</b>                              | La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).   |
| <b>FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE</b>                             | <p><b>E-learning</b> rivolto a risorse in contesto a <b>medio/alto rischio di corruzione</b>.</p> <p><b>E-learning</b> rivolto a risorse in contesto a <b>basso rischio corruzione</b>.</p> <p><b>Workshop generale:</b> eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione.</p> <p><b>Job specific training:</b> eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.</p>   |
| <b>CONTRIBUTI POLITICI</b>                                    | Come riportato nel Codice Etico, non eroghiamo contributi a partiti, movimenti, comitati e organizzazioni politiche e sindacali e non utilizziamo impropriamente il nome della nostra azienda in interazioni personali con partiti, movimenti e comitati politici.   |
| <b>SVILUPPO LOCALE</b>  |  |
| <b>INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE</b>                    | <p>L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.</p> <p>I <b>potenziali impatti sulle comunità locali</b> possono variare in base alla tipologia e localizzazione di ciascun progetto di business. Di seguito si descrivono quelli relativi alla fase di esplorazione e di sviluppo del business:</p> <p><b>Impatti negativi legati alle attività esplorative:</b> displacement socio-economico, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, potenziale danneggiamento di edifici e patrimonio storico, potenziali violazioni standard di lavoro sub contrattisti, compensazione non adeguata degli impatti, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte.</p> <p><b>Impatti negativi legati alle attività di sviluppo del business:</b> displacement socio-economico, resettlement, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, aumento del costo della vita e dei servizi nelle aree intorno l'impianto, ritardo nell'implementazione dei progetti di sviluppo, distorsione del mercato locale dovuto alle compensazioni e ad un generale incremento del costo della vita, ricadute sociali degli impatti ambientali come rumore, traffico indotto e modificazione del paesaggio, impatti sugli usi e costumi delle popolazioni locali, mancato coinvolgimento nel processo approvativo delle minoranze e degli indigenous people, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte, induzione di flussi migratori causati dalle attività di business, impatti sulla salute delle comunità, modifica degli stili di vita delle comunità, potenziale aumento della criminalità, aumentata pressione sui servizi alla popolazione, modifica sulla struttura socio-produttiva locale e potenziale impatto su alcuni servizi essenziali o produzione di beni primari, modifiche al sistema fondiario tradizionale. Minor accesso alle risorse naturali da parte delle comunità.</p> |
| <b>SPESA VERSO FORNITORI LOCALI</b>                           | <p>L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2022 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati in termini di normative locali e approcci locali utilizzati nella gestione del local content: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una joint venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la joint venture); 2)"Metodo Valuta locale" (Vietnam,UK, Libia, Kazakhstan): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Nigeria, Mozambico,USA, Germania, Algeria, Cipro, Egitto, Costa d'Avorio, Oman, Tunisia, Turkmenistan, Venezuela e Kenya): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo, Messico e Australia): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale.</p> <p>I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 2022-2025 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.</p>   |

## GRI CONTENT INDEX

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| Dichiarazione d'utilizzo        | Eni ha redatto "in accordance" agli standard GRI per il periodo di rendicontazione 01/01/2022 - 31/12/2022 |
| GRI 1 utilizzato                | GRI 1: Foundation 2021   |
| GRI Sector Standard applicabili | GRI 11: Oil & Gas Sector Standard 2021   |

| Aspetto Materiale/ Standard GRI | Descrizione/Disclosure GRI | WEF | Sezione e/o numero di pagina | Omission |
|---------------------------------|----------------------------|-----|------------------------------|----------|
|---------------------------------|----------------------------|-----|------------------------------|----------|

## GRI 2: DISCLOSURE GENERALE

## L'ORGANIZZAZIONE E LE SUE PRASSI DI RENDICONTAZIONE

|     |   |  |   |  |
|-----|---|--|---|--|
| 2-1 | Dettagli organizzativi  |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 6-7; 51-69; 75-77; 85-88; 92-95; 97-99<br><a href="https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html">https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html</a> |  |
| 2-2 | Entità incluse nella rendicontazione di sostenibilità dell'organizzazione |  | DNF 2022, pag. 230  |  |
| 2-3 | Periodo di rendicontazione, frequenza e punto di contatto                 |  | DNF 2022, pag. 230  |  |
| 2-4 | Revisione delle informazioni  |  | DNF 2022, pagg. 180; 195; 199; 230  |  |
| 2-5 | Assurance esterna   |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pag. 2  |  |

## ATTIVITÀ E LAVORATORI

|     |  |  |  |  |
|-----|--|--|--|--|
| 2-6 | Attività, catena del valore e altri rapporti di business |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 6-7; 51-69; 75-77; 85-88; 92-95; 97-99 |  |
| 2-7 | Dipendenti   |  | DNF 2022, pagg. 183-186; 232   |  |
| 2-8 | Lavoratori non dipendenti                                |  | DNF 2022, pagg. 186; 232   |  |

## GOVERNANCE

|      |  |  |  |  |
|------|--|--|--|--|
| 2-9  | Struttura e composizione della governance                                      |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 30-41  |  |
| 2-10 | Nomina e selezione del massimo organo di governo                               |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 30-41  |  |
| 2-11 | Presidente del massimo organo di governo                                       |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 30-41  |  |
| 2-12 | Ruolo del massimo organo di governo nel controllo della gestione degli impatti |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 36-41  |  |
| 2-13 | Delega di responsabilità per la gestione degli impatti                         |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 30-41<br>DNF 2022, pagg. 174-175   |  |
| 2-14 | Ruolo del massimo organo di governo nella rendicontazione di sostenibilità     |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 36-41  |  |
| 2-15 | Conflitti d'interesse  |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 40-41  |  |
| 2-16 | Comunicazione delle criticità  |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17; 40-41   |  |
| 2-17 | Conoscenze collettive del massimo organo di governo                            |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 35-36<br>DNF 2022, pag. 174  |  |
| 2-18 | Valutazione della performance del massimo organo di governo                    |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 35-36<br>DNF 2022, pag. 174  |  |
| 2-19 | Norme riguardanti le remunerazioni   |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pag. 39<br>Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022, pagg. 27-43 |  |
| 2-20 | Procedura di determinazione della remunerazione                                |  | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pag. 39<br>Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022, pagg. 27-43 |  |
| 2-21 | Rapporto di retribuzione totale annuale  |  | DNF 2022, pagg. 185; 232<br>Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022, pag. 10                        |  |

## STRATEGIA, POLITICHE E PRASSI

|      |   |   |   |  |
|------|---|---|---|--|
| 2-22 | Dichiarazione sulla strategia di sviluppo sostenibile |   | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 18-23<br>DNF 2022, pag. 164 |  |
| 2-23 | Impegno in termini di policy                          |  | DNF 2022, pagg. 164-167; 196-198                                      |  |
| 2-24 | Integrazione degli impegni in termini di policy       |   | DNF 2022, pagg. 164-169; 196-198                                      |  |

| Aspetto Materiale/ Standard GRI         | Descrizione/Disclosure GRI                                       | WEF | Sezione e/o numero di pagina  | Omission |
|---|--|-----|---|----------|
| 2-25                                    | Processi volti a rimediare agli impatti negativi                 |     | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17<br>DNF 2022, pagg. 170-171<br>Inoltre, si vedano i riferimenti di pagina per quanto riguarda le richieste relative all'indicatore GRI 3-3 per ciascun tema materiale. |          |
| 2-26                                    | Meccanismi per richiedere chiarimenti e sollevare preoccupazioni |     | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17<br>DNF 2022, pag. 206   |          |
| 2-27                                    | Conformità a leggi e regolamenti                                 |     | DNF 2022, pagg. 216-217   |          |
| 2-28                                    | Appartenenza ad associazioni                                     |     | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17   |          |
| <b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b> |  |     |   |          |
| 2-29                                    | Approccio al coinvolgimento degli stakeholder                    | ■   | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17   |          |
| 2-30                                    | Contratti collettivi   |     | DNF 2022, pagg. 182; 185; 187; 232  |          |
| <b>GRI 3: TEMI MATERIALI</b>            |  |     |   |          |
| <b>INFORMATIVE SUI TEMI MATERIALI</b>   |  |     |   |          |
| 3-1                                     | Processo di determinazione dei temi materiali                    | ■   | DNF 2022, pagg. 228-229   |          |
| 3-2                                     | Elenco dei temi materiali  | ■   | DNF 2022, pagg. 228-229   |          |
| 3-3                                     | Gestione dei temi materiali                                      |     | Incluso nelle specifiche sezioni  |          |

| Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>                        | Descrizione/Disclosure GRI <sup>(b)</sup>   | WEF | Sezione e/o numero di pagina   | Omission   |
|---|---|-----|--|--|
| <b>CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO E TECNOLOGIE LOW CARBON</b>       |   |     |  |  |
| <b>Riduzione delle emissioni GHG; Sviluppo di tecnologie low carbon</b> |   |     |  |  |
| 3-3 (11.1.1, 11.2.1, 11.3.1)  | Gestione dei temi materiali   |     | DNF, pagg. 166; 170-171; 174-179; 228-229; 237                                   |  |
| <b>GRI 201: Performance economiche 2016</b>                             |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |  |
| 201-2 (11.2.2)  | Implicazioni finanziarie e altri rischi e opportunità dovuti al cambiamento climatico                   |     | Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 137-140<br>DNF, pagg. 172-173; 175-176 |  |
| <b>GRI 302: Energia 2016</b>  |   |     | <b>Perimetro: interno</b>  |  |
| 302-1 (11.1.2)  | Energia consumata all'interno dell'organizzazione   |     | DNF, pagg. 177-180; 232  |  |
| 302-2 (11.1.3)  | Energia consumata al di fuori dell'organizzazione   |     |  | Informazione non disponibile. Si valuterà la rendicontazione in considerazione della disponibilità di una metodologia applicabile. |
| 302-3 (11.1.4)  | Intensità energetica  |     | DNF, pagg. 177-179; 231  |  |
| <b>GRI 305: Emissioni 2016</b>  |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |  |
| 305-1 (11.1.5)  | Emissioni dirette di GHG (Scope 1)  | ■   | DNF, pagg. 177-179; 231  |  |
| 305-2 (11.1.6)  | Emissioni indirette di GHG da consumi energetici (Scope 2)  |     | DNF, pagg. 177-179; 231  |  |
| 305-3 (11.1.7)  | Altre emissioni indirette di GHG (Scope 3)  |     | DNF, pagg. 177-179; 231  |  |
| 305-4 (11.1.8)  | Intensità delle emissioni di GHG  |     | DNF, pagg. 177-179; 231  |  |
| 305-5 (11.2.3)  | Riduzione delle emissioni di GHG  |     | DNF, pagg. 177-178   |  |
| 305-7 (11.3.2)  | Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ), ossidi di zolfo (SO <sub>x</sub> ), e altre emissioni significative |     | DNF, pagg. 194-195; 234  |  |

| Aspetto<br>Materiale/<br>Disclosure GRI <sup>(a)</sup>     | Descrizione/Disclosure GRI <sup>(b)</sup>   | WEF  | Sezione e/o<br>numero di pagina                                    | Omission  |
|--|---|--|--|---|
| <b>SVILUPPO DEL CAPITALE UMANO</b>                         |   |  |  |   |
| <b>Occupazione; Formazione</b>                             |   |  |  |   |
| 3-3 (11.10.1,<br>11.11.1)                                  | Gestione dei temi materiali   |  | DNF, pagg. 166; 170-171; 181-183; 228-229; 237-238                 |   |
| <b>GRI 401: Occupazione 2016</b>                           |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 401-1 (11.10.2)  | Nuove assunzioni e turnover   | ■  | DNF, pagg. 184; 186; 232   |   |
| 401-2 (11.10.3)  | Benefit previsti per i dipendenti a tempo pieno, ma non per i dipendenti part-time o con contratto a tempo determinato      |  | DNF, pag. 183  |   |
| <b>GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016</b> |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 402-1 (11.10.5)  | Periodo minimo di preavviso per cambiamenti operativi   |  | DNF, pag. 232  |   |
| <b>GRI 404: Formazione e istruzione 2016</b>               |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 404-1 (11.10.6,<br>11.11.4)                                | Ore medie di formazione annua per dipendente  | ■  | DNF, pagg. 185; 187; 232   |   |
| 404-3  | Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale           |  | DNF, pagg. pag. 182  |   |
| <b>DIVERSITÀ, INCLUSIONE E WORK-LIFE BALANCE</b>           |   |  |  |   |
| 3-3 (11.10.1,<br>11.11.1, 11.14.1)                         | Gestione dei temi materiali   |  | DNF, pagg. 166; 170-171; 181-183; 228-229; 238                     |   |
| <b>GRI 202: Presenza sul mercato 2016</b>                  |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 202-2 (11.11.2,<br>11.14.3)                                | Proporzione di senior manager assunti dalla comunità locale   |  | DNF, pagg. 186; 232  |   |
| <b>GRI 401: Occupazione 2016</b>                           |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 401-3 (11.10.4,<br>11.11.3)                                | Congedo parentale   |  | DNF, pagg. 183; 186-187; 232                                       | Informazioni relative al punto d. e punto e. (solo relativamente al tasso di retention) non disponibili. Eni si impegna a coprire l'indicatore nei prossimi cicli di reporting. |
| <b>GRI 405: Diversità e pari opportunità 2016</b>          |   | <b>Perimetro: interno</b>                        |  |   |
| 405-1 (11.11.5)  | Diversità negli organi di governo e tra i dipendenti  | ■  | DNF, pagg. 184; 186<br>Relazione Finanziaria Annuale 2022, pag. 32 |   |
| 405-2 (11.11.6)  | Rapporto dello stipendio base e retribuzione delle donne rispetto agli uomini   |  | DNF, pagg. 185; 187; 232   |   |
| <b>SALUTE E SICUREZZA DEI LAVORATORI</b>                   |   |  |  |   |
| 3-3 (11.9.1)   | Gestione dei temi materiali   | ■  | DNF, pagg. 166; 170-171; 183; 188-189; 228-229; 238                |   |
| <b>GRI 403: Salute e sicurezza sul lavoro 2018</b>         |   | <b>Perimetro: interno ed esterno (fornitori)</b> |  |   |
| 403-1 (11.9.2)   | Sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro   |  | DNF, pagg. 168-169; 183; 188-189                                   |   |
| 403-2 (11.9.3)   | Identificazione dei pericoli, valutazione dei rischi e indagini sugli incidenti   |  | DNF, pagg. 188-189   |   |
| 403-3 (11.9.4)   | Servizi di medicina del lavoro  |  | DNF, pagg. 168-171; 183  |   |
| 403-4 (11.9.5)   | Partecipazione e consultazione dei lavoratori e comunicazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro                   |  | DNF, pagg. 168-169; 183; 188-189                                   |   |
| 403-5 (11.9.6)   | Formazione dei lavoratori in materia di salute e sicurezza sul lavoro   |  | DNF, pag. 188  |   |
| 403-6 (11.9.7)   | Promozione della salute dei lavoratori  |  | DNF, pagg. 168-169; 183  |   |
| 403-7 (11.9.8)   | Prevenzione e mitigazione degli impatti in materia di salute e sicurezza sul lavoro all'interno delle relazioni commerciali |  | DNF, pagg. 168-171; 183; 188-189                                   |   |
| 403-8 (11.9.9)   | Lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro  |  | DNF, pag. 189  |   |
| 403-9 (11.9.10)  | Infortuni sul lavoro  | ■  | DNF, pagg. 189-190; 232  |   |
| 403-10 (11.9.11)   | Malattie professionali  |  | DNF, pagg. 185; 187; 233   |   |

| Aspetto<br>Materiale/<br>Disclosure GRI <sup>(a)</sup>  | Descrizione/Disclosure GRI <sup>(b)</sup>  | WEF | Sezione e/o<br>numero di pagina                | Omission |
|---|--|-----|--|----------|
| <b>ASSET INTEGRITY</b>  |  |     |  |          |
| 3-3 (11.8.1)  | Gestione dei temi materiali  |     | DNF, pagg. 166; 170-171; 192; 228-229; 238     |          |
| <b>GRI 306: Scarichi idrici e rifiuti 2016</b>  |  |     | <b>Perimetro: interno</b>                      |          |
| 306-3 (11.8.2)  | Sversamenti significativi  |     | DNF, pagg. 193; 195; 234                       |          |
| <b>RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI</b><br><b>Bonifiche e rifiuti; Risorsa idrica; Oil spill; Qualità dell'aria; Biodiversità</b> |  |     |  |          |
| 3-3 (11.4.1, 11.6.1)  | Gestione dei temi materiali  |     | DNF, pagg. 166; 170-171; 190-193; 228-229; 239 |          |
| <b>GRI 303: Acqua e scarichi idrici 2018</b>  |  |     | <b>Perimetro: interno</b>                      |          |
| 303-1 (11.6.2)  | Interazione con l'acqua come risorsa condivisa   |     | DNF, pagg. 191; 193                            |          |
| 303-2 (11.6.3)  | Gestione degli impatti legati allo scarico d'acqua   |     | DNF, pagg. 191; 193; 234                       |          |
| 303-3 (11.6.4)  | Prelievo idrico  | ■   | DNF, pagg. 193; 195; 234                       |          |
| 303-4 (11.6.5)  | Scarico di acqua   |     | DNF, pagg. 193; 195; 234                       |          |
| 303-5 (11.6.6)  | Consumo di acqua   |     | DNF, pagg. 193; 195                            |          |
| <b>GRI 304: Biodiversità 2016</b>   |  |     | <b>Perimetro: interno</b>                      |          |
| 304-1 (11.4.2)  | Siti operativi di proprietà, detenuti in locazione, gestiti in (o adiacenti ad) aree protette e aree a elevato valore di biodiversità esterne alle aree protette | ■   | DNF, pagg. 194; 196; 233                       |          |
| 304-2 (11.4.3)  | Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità   |     | DNF, pagg. 192-194; 233                        |          |
| 304-3 (11.4.4)  | Habitat protetti o ripristinati  |     | DNF, pagg. 192-194; 233                        |          |
| 304-4 (11.4.5)  | Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione                   |     | DNF, pagg. 194; 233                            |          |
| <b>ECONOMIA CIRCOLARE</b>   |  |     |  |          |
| 3-3 (11.5.1)  | Gestione dei temi materiali  |     | DNF, pagg. 167; 170-171; 190-191; 228-229; 239 |          |
| <b>GRI 306: Rifiuti 2020</b>  |  |     | <b>Perimetro: interno</b>                      |          |
| 306-1 (11.5.2)  | Produzione di rifiuti e impatti significativi connessi ai rifiuti  |     | DNF, pagg. 190-191; 234                        |          |
| 306-2 (11.5.3)  | Gestione degli impatti significativi connessi ai rifiuti   |     | DNF, pagg. 190-191; 234                        |          |
| 306-3 (11.5.4)  | Rifiuti prodotti   |     | DNF, pagg. 193-195; 234                        |          |
| 306-4 (11.5.5)  | Rifiuti non destinati a smaltimento  |     | DNF, pagg. 193-195; 234                        |          |
| 306-5 (11.5.6)  | Rifiuti destinati allo smaltimento   |     | DNF, pagg. 193-195; 234                        |          |
| <b>TUTELA DEI DIRITTI UMANI LAVORATORI</b><br><b>Lavoratori; Comunità; Catena di fornitura; Security</b>                            |  |     |  |          |
| 3-3 (11.11.1, 11.13.1, 11.18.1)   | Gestione dei temi materiali  |     | DNF, pagg. 167; 170-171; 196-198; 228-229; 239 |          |
| <b>GRI 406: Non discriminazione 2016</b>  |  | ■   | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>           |          |
| 406-1 (11.11.7)   | Episodi di discriminazione e misure correttive adottate  |     | DNF, pagg. 198-199; 234                        |          |
| <b>GRI 407: Libertà di associazione e contrattazione collettiva 2016</b>  |  |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>           |          |
| 407-1 (11.13.2)   | Attività e fornitori in cui il diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva può essere a rischio   |     | DNF, pagg. 196-198                             |          |
| <b>GRI 410: Pratiche per la sicurezza 2016</b>  |  |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>           |          |
| 410-1 (11.18.2)   | Personale addetto alla sicurezza formato sulle politiche o procedure riguardanti i diritti umani   |     | DNF, pagg. 198-199; 234                        |          |
| <b>GESTIONE RESPONSABILE DELLA CATENA DI FORNITURA</b>  |  |     |  |          |
| 3-3 (11.10.1, 11.12.1, 11.17.1)   | Gestione dei temi materiali  |     | DNF, pagg. 167; 170-171; 200; 228-229; 239     |          |

| Aspetto<br>Materiale/<br>Disclosure GRI <sup>(a)</sup>        | Descrizione/Disclosure GRI <sup>(b)</sup>   | WEF | Sezione e/o<br>numero di pagina  | Omission |
|---|---|-----|--|----------|
| <b>GRI 409: Lavoro forzato o obbligatorio 2016</b>            |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 409-1 (11.12.2)   | Attività e fornitori a rischio significativo di episodi di lavoro forzato o obbligatorio              |     | DNF, pagg. 197; 234  |          |
| <b>GRI 411: Diritti dei popoli indigeni 2016</b>              |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 411-1 (11.17.2)   | Episodi di violazione dei diritti dei popoli indigeni   |     | DNF, pag. 197  |          |
| <b>GRI 414: Valutazione sociale dei fornitori 2016</b>        |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 414-1 (11.10.8, 11.12.3)                                      | Nuovi fornitori che sono stati sottoposti a valutazione attraverso l'utilizzo di criteri sociali      |     | DNF, pagg. 170-171; 200-201; 234   |          |
| 414-2 (11.10.9)   | Impatti sociali negativi sulla catena di fornitura e azioni intraprese                                |     | DNF, pagg. 200-201; 234  |          |
| <b>RELAZIONI CON I CLIENTI</b>                                |   |     |  |          |
| 3-3 (11.3.1)  | Gestione dei temi materiali   |     | DNF, pagg. 170-171; 188-189; 228-229; 240<br>Relazione Finanziaria Annuale 2022, pagg. 16-17   |          |
| <b>GRI 416: Salute e sicurezza dei clienti 2016</b>           |   |     | <b>Perimetro: interno</b>  |          |
| 416-1 (11.3.3)  | Valutazione degli impatti sulla salute e sulla sicurezza per categorie di prodotto e servizi          |     | DNF, pagg. 168-169; 188-189  |          |
| <b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b> |   |     |  |          |
| 3-3 (11.19.1, 11.20.1, 11.21.1, 11.22.1)                      | Gestione dei temi materiali   |     | DNF, pagg. 167; 170-171; 201-203; 228-229; 240   |          |
| <b>GRI 206: Comportamento anticoncorrenziale 2016</b>         |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 206-1 (11.19.2)   | Azioni legali per comportamento anticoncorrenziale, antitrust e pratiche monopolistiche               |     | DNF, pagg. 203; 217  |          |
| <b>GRI 205: Anticorruzione 2016</b>                           |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 205-1 (11.20.2)   | Operazioni valutate per i rischi legati alla corruzione   |     | DNF, pagg. 201-203   |          |
| 205-2 (11.20.3)   | Comunicazione e formazione in materia di politiche e procedure anticorruzione                         | ■   | DNF, pagg. 200-203; 234  |          |
| 205-3 (11.20.4)   | Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese   |     | DNF, pagg. 201; 203  |          |
| <b>GRI 207: Imposte 2019</b>                                  |   | ■   | <b>Perimetro: interno</b>  |          |
| 207-1 (11.21.4)   | Approccio alla fiscalità  |     | DNF, pagg. 201-203   |          |
| 207-2 (11.21.5)   | Governance fiscale, controllo e gestione del rischio  |     | DNF, pagg. 201-203   |          |
| 207-3 (11.21.6)   | Coinvolgimento degli stakeholder e gestione delle preoccupazioni in materia fiscale                   |     | DNF, pagg. 201-203   |          |
| 207-4 (11.21.7)   | Rendicontazione Paese per Paese   |     | DNF, pagg. 201-203; 235. Per maggiori informazioni si veda la nota 28 del Bilancio consolidato |          |
| <b>GRI 415: Politica pubblica 2016</b>                        |   |     | <b>Perimetro: interno ed esterno</b>   |          |
| 415-1 (11.22.2)   | Contributi politici   |     | DNF, pag. 235  |          |
| <b>CHIUSURA E RIPRISTINO</b>                                  |   |     |  |          |
| 3-3 (11.7.1, 11.1.10)   | Gestione dei temi materiali   |     | DNF, pagg. 166; 170-171; 181-183; 228-229; 240   |          |
| <b>GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016</b>    |   |     | <b>Perimetro: interno</b>  |          |
| 402-1 (11.7.2)  | Periodo minimo di preavviso per i cambiamenti operativi   |     | DNF, pag. 232  |          |
| <b>GRI 404: Formazione e istruzione 2016</b>                  |   |     | <b>Perimetro: interno</b>  |          |
| 404-2 (11.7.3, 11.10.7)                                       | Programmi di aggiornamento delle competenze dei dipendenti e programmi di assistenza alla transizione |     | DNF, pagg. 181-182   |          |

| Aspetto<br>Materiale/<br>Disclosure GRI <sup>(a)</sup>   | Descrizione/Disclosure GRI <sup>(b)</sup>   | WEF                                  | Sezione e/o<br>numero di pagina                             | Omission |
|--|---|--------------------------------------|---|----------|
| <b>SVILUPPO LOCALE</b><br>Local Content; Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private |   |                                      |   |          |
| 3-3 (11.14.1, 11.15.1, 11.16.1, 11.21.1)   | Gestione dei temi materiali   | ■                                    | DNF, pagg. 167; 170-171; 201-203; 205-206; 228-229; 240-241 |          |
| <b>GRI 201: Performance economiche 2016</b>  |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 201-1 (11.14.2, 11.21.2)   | Valore economico direttamente generato e distribuito  | ■                                    | DNF, pagg. 203-204; 235                                     |          |
| 201-4 (11.21.3)  | Assistenza finanziaria ricevuta dal governo   | ■                                    | DNF, pag. 203   |          |
| <b>GRI 203: Impatti economici indiretti 2016</b>   |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 203-1 (11.14.4)  | Investimenti infrastrutturali e servizi finanziari  |                                      | DNF, pagg. 206-207; 235                                     |          |
| 203-2 (11.14.5)  | Impatti economici indiretti significativi   |                                      | DNF, pagg. 205-206; 235                                     |          |
| <b>GRI 204: Pratiche di approvvigionamento 2016</b>  |   | <b>Perimetro: interno ed esterno</b> |   |          |
| 204-1 (11.14.6)  | Proporzione di spesa verso fornitori locali   |                                      | DNF, pagg. 205; 235   |          |
| <b>GRI 413: Comunità locali 2016</b>   |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 413-1 (11.15.2)  | Attività che prevedono il coinvolgimento delle comunità locali, valutazioni d'impatto e programmi di sviluppo |                                      | DNF, pagg. 205-206; 235                                     |          |
| 413-2 (11.15.3)  | Attività con impatti negativi, potenziali e attuali significativi sulle comunità locali                       |                                      | DNF, pagg. 205-206; 235                                     |          |
| <b>ACCESSO ALL'ENERGIA</b>   |   |                                      |   |          |
| <b>Accesso all'energia - Approccio di gestione</b>   |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 3-3  | Gestione dei temi materiali   |                                      | DNF, pagg. 167; 170-171; 205-207; 228-229; 241              |          |
| <b>INNOVAZIONE</b>   |   |                                      |   |          |
| <b>Innovazione - Approccio di gestione</b>   |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 3-3  | Gestione dei temi materiali   | ■                                    | DNF, pagg. 167; 170-171; 228-229; 241                       |          |
| <b>DIGITALIZZAZIONE E CYBER SECURITY</b>   |   |                                      |   |          |
| <b>Digitalizzazione e Cyber Security - Approccio di gestione</b>   |   | <b>Perimetro: interno</b>            |   |          |
| 3-3  | Gestione dei temi materiali   |                                      | DNF, pagg. 167; 170-171; 228-229; 241                       |          |

(a) Per ogni tema materiale, sono riportati gli indicatori del GRI Standard mentre tra parentesi sono riportati gli indicatori del GRI 11: Oil & Gas Sector Standard.

(b) Gli indicatori con il simbolo ■ sono richiesti anche dalle metriche "core" definite dal World Economic Forum (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020.

# Altre informazioni

## Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2022 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 52 giorni.

## Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017):

condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2022 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni UK Ltd, Eni Petroleum Co. Inc., Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc, Eni ULX Ltd, Eni Trading & Shipping Inc., Eni México S. de RL de CV;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

## Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2022.

## Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

- San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
- San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

# Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

**Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

**Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00671.

**Capacità installata da rinnovabili** Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

**Compounding** Attività specializzata nella produzione di semilavorati in forma granulare derivanti dalla combinazione di due o più prodotti chimici.

**Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

**Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

**Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.

**Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

**Emissioni GHG Scope 1** Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

**Emissioni GHG Scope 2** Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

**Emissioni GHG Scope 3** Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

**Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

**Greenhouse Gases (GHG)** Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e protossido di azoto (N<sub>2</sub>O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

**GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

**GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

**Indice di efficienza operativa Eni** Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

**Intensità emissiva GHG upstream** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

**Materie prime di seconda e terza generazione** Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

**Moulding** Attività di stampaggio di poliolefine espansive per la produzione di manufatti ultraleggeri.

**NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

**Net GHG Lifecycle Emissions** Emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, incluse produzioni proprie e acquisti da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

**Net Carbon Footprint** Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

**Net Carbon Intensity** Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

**Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

**Oilfield chemicals** Offerta di soluzioni innovative per la fornitura di prodotti chimici e relativi servizi ausiliari per il settore Oil & Gas.

**Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

**Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

**Plasmix** Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

**Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

**Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

**Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instanziazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principi, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

**Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

**Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

**Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della

stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

**Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

**Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

**UN SDG** Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>

**Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

**Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

**Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

## ABBREVIAZIONI

|                   |                                       |
|-------------------|---------------------------------------|
| <b>/a</b>         | anno                                  |
| <b>bbbl</b>       | barili                                |
| <b>bbbl/g</b>     | barili/giorno                         |
| <b>boe</b>        | barili di petrolio equivalente        |
| <b>boe/g</b>      | barili di petrolio equivalente/giorno |
| <b>/g</b>         | giorno                                |
| <b>GNL</b>        | Gas Naturale Liquefatto               |
| <b>GPL</b>        | Gas di Petrolio Liquefatto            |
| <b>GWh</b>        | Gigawattora                           |
| <b>km</b>         | chilometri                            |
| <b>mc</b>         | metri cubi                            |
| <b>mmBTU/MBTU</b> | milioni di British Thermal Units      |

|            |                                    |
|------------|------------------------------------|
| <b>mgl</b> | migliaia                           |
| <b>mld</b> | miliardi                           |
| <b>mln</b> | milioni                            |
| <b>n.</b>  | numero                             |
| <b>NGL</b> | Natural Gas Liquids                |
| <b>PCA</b> | Production Concession Agreement    |
| <b>ppm</b> | parti per milione                  |
| <b>PSA</b> | Production Sharing Agreement       |
| <b>tep</b> | tonnellate di petrolio equivalente |
| <b>ton</b> | tonnellate                         |
| <b>TWh</b> | Terawattora                        |



# BILANCIO CONSOLIDATO

|   |     |
|---|-----|
| Schemi di bilancio  | 248 |
| Note al bilancio consolidato  | 256 |
| Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC | 374 |
| Attestazione del management   | 395 |

## Stato patrimoniale

| (€ milioni)  | Note      | 31.12.2022     |                              | 31.12.2021     |                              |
|--|-----------|----------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
|  |           | Totale         | di cui verso parti correlate | Totale         | di cui verso parti correlate |
| <b>ATTIVITÀ</b>  |           |                |                              |                |                              |
| <b>Attività correnti</b>   |           |                |                              |                |                              |
| Disponibilità liquide ed equivalenti   | (6)       | 10.155         | 10                           | 8.254          | 2                            |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico    | (7)       | 8.251          |                              | 6.301          |                              |
| Altre attività finanziarie   | (17)      | 1.504          | 16                           | 4.308          | 53                           |
| Crediti commerciali e altri crediti  | (8)       | 20.840         | 2.427                        | 18.850         | 1.301                        |
| Rimanenze  | (9)       | 7.709          |                              | 6.072          |                              |
| Attività per imposte sul reddito   | (10)      | 317            |                              | 195            |                              |
| Altre attività   | (11) (24) | 12.821         | 341                          | 13.634         | 492                          |
|  |           | <b>61.597</b>  |                              | <b>57.614</b>  |                              |
| <b>Attività non correnti</b>   |           |                |                              |                |                              |
| Immobili, impianti e macchinari  | (12)      | 56.332         |                              | 56.299         |                              |
| Diritto di utilizzo beni in leasing  | (13)      | 4.446          |                              | 4.821          |                              |
| Attività immateriali   | (14)      | 5.525          |                              | 4.799          |                              |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo                                   | (9)       | 1.786          |                              | 1.053          |                              |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto                   | (16) (37) | 12.092         |                              | 5.887          |                              |
| Altre partecipazioni   | (16)      | 1.202          |                              | 1.294          |                              |
| Altre attività finanziarie   | (17)      | 1.967          | 1.631                        | 1.885          | 1.645                        |
| Attività per imposte anticipate  | (23)      | 4.569          |                              | 2.713          |                              |
| Attività per imposte sul reddito   | (10)      | 114            |                              | 108            |                              |
| Altre attività   | (11) (24) | 2.236          | 26                           | 1.029          | 29                           |
|  |           | <b>90.269</b>  |                              | <b>79.888</b>  |                              |
| <b>Attività destinate alla vendita</b>                                       | (25)      | <b>264</b>     |                              | <b>263</b>     |                              |
| <b>TOTALE ATTIVITÀ</b>   |           | <b>152.130</b> |                              | <b>137.765</b> |                              |
| <b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>  |           |                |                              |                |                              |
| <b>Passività correnti</b>  |           |                |                              |                |                              |
| Passività finanziarie a breve termine  | (19)      | 4.446          | 307                          | 2.299          | 233                          |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine                       | (19)      | 3.097          | 36                           | 1.781          | 21                           |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine               | (13)      | 884            | 35                           | 948            | 17                           |
| Debiti commerciali e altri debiti  | (18)      | 25.709         | 3.203                        | 21.720         | 2.298                        |
| Passività per imposte sul reddito  | (10)      | 2.108          |                              | 648            |                              |
| Altre passività  | (11) (24) | 12.473         | 232                          | 15.756         | 339                          |
|  |           | <b>48.717</b>  |                              | <b>43.152</b>  |                              |
| <b>Passività non correnti</b>  |           |                |                              |                |                              |
| Passività finanziarie a lungo termine  | (19)      | 19.374         | 26                           | 23.714         | 5                            |
| Passività per beni in leasing a lungo termine                                | (13)      | 4.067          | 28                           | 4.389          | 1                            |
| Fondi per rischi e oneri   | (21)      | 15.267         |                              | 13.593         |                              |
| Fondi per benefici ai dipendenti   | (22)      | 786            |                              | 819            |                              |
| Passività per imposte differite  | (23)      | 5.094          |                              | 4.835          |                              |
| Passività per imposte sul reddito  | (10)      | 253            |                              | 374            |                              |
| Altre passività  | (11) (24) | 3.234          | 462                          | 2.246          | 415                          |
|  |           | <b>48.075</b>  |                              | <b>49.970</b>  |                              |
| <b>Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b> | (25)      | <b>108</b>     |                              | <b>124</b>     |                              |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ</b>  |           | <b>96.900</b>  |                              | <b>93.246</b>  |                              |
| <b>Capitale sociale</b>  |           |                |                              |                |                              |
| Capitale sociale   |           | 4.005          |                              | 4.005          |                              |
| <b>Utili relativi a esercizi precedenti</b>                                  |           |                |                              |                |                              |
| Utili relativi a esercizi precedenti   |           | 23.455         |                              | 22.750         |                              |
| <b>Riserve per differenze cambio da conversione</b>                          |           |                |                              |                |                              |
| Riserve per differenze cambio da conversione                                 |           | 7.564          |                              | 6.530          |                              |
| <b>Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale</b>                 |           |                |                              |                |                              |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale                        |           | 8.785          |                              | 6.289          |                              |
| <b>Azioni proprie</b>  |           |                |                              |                |                              |
| Azioni proprie   |           | (2.937)        |                              | (958)          |                              |
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>  |           |                |                              |                |                              |
| Utile (perdita) dell'esercizio   |           | 13.887         |                              | 5.821          |                              |
| <b>Totale patrimonio netto di Eni</b>  |           | <b>54.759</b>  |                              | <b>44.437</b>  |                              |
| <b>Interessenze di terzi</b>   |           | <b>471</b>     |                              | <b>82</b>      |                              |
| <b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>   | (26)      | <b>55.230</b>  |                              | <b>44.519</b>  |                              |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>                                   |           | <b>152.130</b> |                              | <b>137.765</b> |                              |

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2021 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

## Conto Economico

| (€ milioni)   | Note           | 2022           |                              | 2021          |                              | 2020           |                              |
|---|----------------|----------------|------------------------------|---------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
|   |                | Totale         | di cui verso parti correlate | Totale        | di cui verso parti correlate | Totale         | di cui verso parti correlate |
| Ricavi della gestione caratteristica  |                | 132.512        | 10.872                       | 76.575        | 3.000                        | 43.987         | 1.164                        |
| Altri ricavi e proventi   |                | 1.175          | 156                          | 1.196         | 52                           | 960            | 35                           |
| <b>TOTALE RICAVI</b>  | (29)           | <b>133.687</b> |                              | <b>77.771</b> |                              | <b>44.947</b>  |                              |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi  | (30)           | (102.529)      | (15.327)                     | (55.549)      | (8.644)                      | (33.551)       | (6.595)                      |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti                                   | (8)            | 47             | (2)                          | (279)         | (6)                          | (226)          | (6)                          |
| Costo lavoro  | (30)           | (3.015)        | (18)                         | (2.888)       | (21)                         | (2.863)        | (36)                         |
| Altri proventi (oneri) operativi  | (24)           | (1.736)        | 3.306                        | 903           | 735                          | (766)          | 13                           |
| Ammortamenti  | (12) (13) (14) | (7.205)        |                              | (7.063)       |                              | (7.304)        |                              |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (15)           | (1.140)        |                              | (167)         |                              | (3.183)        |                              |
| Radiazioni  | (12) (14)      | (599)          |                              | (387)         |                              | (329)          |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>  |                | <b>17.510</b>  |                              | <b>12.341</b> |                              | <b>(3.275)</b> |                              |
| Proventi finanziari   | (31)           | 8.450          | 160                          | 3.723         | 79                           | 3.531          | 114                          |
| Oneri finanziari  | (31)           | (9.333)        | (164)                        | (4.216)       | (46)                         | (4.958)        | (26)                         |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico             | (31)           | (55)           |                              | 11            |                              | 31             |                              |
| Strumenti finanziari derivati   | (24) (31)      | 13             | 2                            | (306)         |                              | 351            |                              |
| <b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>  |                | <b>(925)</b>   |                              | <b>(788)</b>  |                              | <b>(1.045)</b> |                              |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto  |                | 1.841          |                              | (1.091)       |                              | (1.733)        |                              |
| Altri proventi (oneri) su partecipazioni  |                | 3.623          | 30                           | 223           |                              | 75             |                              |
| <b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>   | (16) (32)      | <b>5.464</b>   |                              | <b>(868)</b>  |                              | <b>(1.658)</b> |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>   |                | <b>22.049</b>  |                              | <b>10.685</b> |                              | <b>(5.978)</b> |                              |
| Imposte sul reddito   | (33)           | (8.088)        |                              | (4.845)       |                              | (2.650)        |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO</b>   |                | <b>13.961</b>  |                              | <b>5.840</b>  |                              | <b>(8.628)</b> |                              |
| Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni  |                | 13.887         |                              | 5.821         |                              | (8.635)        |                              |
| Interessenze di terzi   |                | 74             |                              | 19            |                              | 7              |                              |
| <b>Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)</b>   | (34)           |                |                              |               |                              |                |                              |
| - semplice  |                | 3,96           |                              | 1,61          |                              | (2,42)         |                              |
| - diluito   |                | 3,95           |                              | 1,60          |                              | (2,42)         |                              |

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

| (€ milioni)  | Note | 2022          | 2021         | 2020            |
|--|------|---------------|--------------|-----------------|
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>  |      | <b>13.961</b> | <b>5.840</b> | <b>(8.628)</b>  |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>  |      |               |              |                 |
| <i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>   |      |               |              |                 |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti  | (26) | 60            | 119          | (16)            |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | 3             | 2            |                 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI  | (26) | 56            | 105          | 24              |
| Effetto fiscale  | (26) | (5)           | (77)         | 25              |
|  |      | <b>114</b>    | <b>149</b>   | <b>33</b>       |
| <i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>   |      |               |              |                 |
| Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro  | (26) | 1.095         | 2.828        | (3.314)         |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge   | (26) | 794           | (1.264)      | 661             |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | (12)          | (34)         | 32              |
| Effetto fiscale  | (26) | (234)         | 372          | (192)           |
|  |      | <b>1.643</b>  | <b>1.902</b> | <b>(2.813)</b>  |
| <b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>  |      | <b>1.757</b>  | <b>2.051</b> | <b>(2.780)</b>  |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>   |      | <b>15.718</b> | <b>7.891</b> | <b>(11.408)</b> |
| Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni  |      | 15.643        | 7.872        | (11.415)        |
| Interessenze di terzi  |      | 75            | 19           | 7               |

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

|  | Note      | Patrimonio netto di Eni |                                      |  |   |                |                                |                | Interessenze di terzi | Totale patrimonio netto |
|--|-----------|-------------------------|--------------------------------------|--|---|----------------|--------------------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|
|  |           | Capitale sociale        | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile (perdita) dell'esercizio | Totale         |                       |                         |
| (€ milioni)  |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                |                       |                         |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2021</b>   | (26)      | <b>4.005</b>            | <b>22.750</b>                        | <b>6.530</b>                                 | <b>6.289</b>  | <b>(958)</b>   | <b>5.821</b>                   | <b>44.437</b>  | <b>82</b>             | <b>44.519</b>           |
| <b>Utile dell'esercizio</b>  |           |                         |                                      |  |   |                | <b>13.887</b>                  | <b>13.887</b>  | <b>74</b>             | <b>13.961</b>           |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>   |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                |                       |                         |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale  | (26)      |                         |                                      |  | 55  |                |                                | 55             |                       | 55                      |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26)      |                         |                                      |  | 3   |                |                                | 3              |                       | 3                       |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI  | (26)      |                         |                                      |  | 56  |                |                                | 56             |                       | 56                      |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>   |           |                         |                                      |  | <b>114</b>  |                |                                | <b>114</b>     |                       | <b>114</b>              |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro   | (26)      |                         |                                      | 1.093  | 1   |                |                                | 1.094          | 1                     | 1.095                   |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale                                    | (26)      |                         |                                      |  | 560   |                |                                | 560            |                       | 560                     |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26)      |                         |                                      |  | (12)  |                |                                | (12)           |                       | (12)                    |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>   |           |                         |                                      | <b>1.093</b>                                 | <b>549</b>  |                |                                | <b>1.642</b>   | <b>1</b>              | <b>1.643</b>            |
| <b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>  |           |                         |                                      | <b>1.093</b>                                 | <b>663</b>  |                | <b>13.887</b>                  | <b>15.643</b>  | <b>75</b>             | <b>15.718</b>           |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA  | (26)      |                         |                                      |  |   |                | (1.522)                        | (1.522)        |                       | (1.522)                 |
| Acconto sul dividendo  | (26)      |                         |                                      | (1.500)                                      |   |                |                                | (1.500)        |                       | (1.500)                 |
| Attribuzione del dividendo di altre società  |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                | (60)                  | (60)                    |
| Destinazione utile residuo 2021  |           |                         |                                      | 4.299  |   |                | (4.299)                        |                |                       |                         |
| Versamenti di azionisti terzi  |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                | 92                    | 92                      |
| Acquisto azioni proprie  | (26)      |                         |                                      | (2.400)                                      | 2.400   | (2.400)        |                                | (2.400)        |                       | (2.400)                 |
| Annullamento azioni proprie  | (26)      |                         |                                      |  | (400)   | 400            |                                |                |                       |                         |
| Piano Incentivazione a lungo termine   | (26) (30) |                         |                                      | 18   | (21)  | 21             |                                | 18             |                       | 18                      |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue   | (26)      |                         |                                      | (138)  |   |                |                                | (138)          |                       | (138)                   |
| Variazione interessenze di terzi   | (26)      |                         |                                      | 196  |   |                |                                | 196            | 281                   | 477                     |
| <b>Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale</b>                                  |           |                         |                                      | <b>475</b>                                   | <b>1.979</b>  | <b>(1.979)</b> | <b>(5.821)</b>                 | <b>(5.346)</b> | <b>313</b>            | <b>(5.033)</b>          |
| Altre variazioni   |           |                         |                                      | 230  | (59)  | (146)          |                                | 25             | 1                     | 26                      |
| <b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>   |           |                         |                                      | <b>230</b>                                   | <b>(59)</b>   | <b>(146)</b>   |                                | <b>25</b>      | <b>1</b>              | <b>26</b>               |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2022</b>   | (26)      | <b>4.005</b>            | <b>23.455</b>                        | <b>7.564</b>                                 | <b>8.785</b>  | <b>(2.937)</b> | <b>13.887</b>                  | <b>54.759</b>  | <b>471</b>            | <b>55.230</b>           |

(segue)

(segue) **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

|  | Note      | Patrimonio netto di Eni |                                      |  |   |                |                                | Interessenze di terzi | Totale patrimonio netto |               |
|--|-----------|-------------------------|--------------------------------------|--|---|----------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------|
|  |           | Capitale sociale        | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile (perdita) dell'esercizio |                       |                         | Totale        |
| (€ milioni)  |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                       |                         |               |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2020</b>   |           | <b>4.005</b>            | <b>34.043</b>                        | <b>3.895</b>                                 | <b>4.688</b>  | <b>(581)</b>   | <b>(8.635)</b>                 | <b>37.415</b>         | <b>78</b>               | <b>37.493</b> |
| <b>Utile dell'esercizio</b>  |           |                         |                                      |  |   |                | <b>5.821</b>                   | <b>5.821</b>          | <b>19</b>               | <b>5.840</b>  |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>   |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                       |                         |               |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale  | (26)      |                         |                                      |  | 42  |                |                                | 42                    |                         | 42            |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26)      |                         |                                      |  | 2   |                |                                | 2                     |                         | 2             |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI  | (26)      |                         |                                      |  | 105   |                |                                | 105                   |                         | 105           |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>   |           |                         |                                      |  | <b>149</b>  |                |                                | <b>149</b>            |                         | <b>149</b>    |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro   | (26)      |                         |                                      | 2.828  |   |                |                                | 2.828                 |                         | 2.828         |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale                                    | (26)      |                         |                                      |  | (892)   |                |                                | (892)                 |                         | (892)         |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26)      |                         |                                      |  | (34)  |                |                                | (34)                  |                         | (34)          |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>   |           |                         |                                      | <b>2.828</b>                                 | <b>(926)</b>  |                |                                | <b>1.902</b>          |                         | <b>1.902</b>  |
| <b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>  |           |                         |                                      | <b>2.828</b>                                 | <b>(777)</b>  |                | <b>5.821</b>                   | <b>7.872</b>          | <b>19</b>               | <b>7.891</b>  |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA  | (26)      |                         | 429                                  |  |   |                | (1.286)                        | (857)                 |                         | (857)         |
| Acconto sul dividendo  | (26)      |                         | (1.533)                              |  |   |                |                                | (1.533)               |                         | (1.533)       |
| Attribuzione del dividendo di altre società  |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                       | (5)                     | (5)           |
| Destinazione perdita residua 2020  |           |                         | (9.921)                              |  |   |                | 9.921                          |                       |                         |               |
| Acquisto azioni proprie  | (26)      |                         | (400)                                |  | 400   | (400)          |                                | (400)                 |                         | (400)         |
| Piano Incentivazione a lungo termine   | (26) (30) |                         | 16                                   |  | (23)  | 23             |                                | 16                    |                         | 16            |
| Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate   |           |                         |                                      |  |   |                |                                |                       | (11)                    | (11)          |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue   | (26)      |                         |                                      |  | 2.000   |                |                                | 2.000                 |                         | 2.000         |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue   | (26)      |                         | (61)                                 |  |   |                |                                | (61)                  |                         | (61)          |
| <b>Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale</b>                                  |           |                         | <b>(11.470)</b>                      |  | <b>2.377</b>  | <b>(377)</b>   | <b>8.635</b>                   | <b>(835)</b>          | <b>(16)</b>             | <b>(851)</b>  |
| Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue   |           |                         | (15)                                 |  |   |                |                                | (15)                  |                         | (15)          |
| Altre variazioni   |           |                         | 192                                  | (193)  | 1   |                |                                |                       | 1                       | 1             |
| <b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>   |           |                         | <b>177</b>                           | <b>(193)</b>                                 | <b>1</b>  |                |                                | <b>(15)</b>           | <b>1</b>                | <b>(14)</b>   |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2021</b>   | (26)      | <b>4.005</b>            | <b>22.750</b>                        | <b>6.530</b>                                 | <b>6.289</b>  | <b>(958)</b>   | <b>5.821</b>                   | <b>44.437</b>         | <b>82</b>               | <b>44.519</b> |

(segue)

(segue) **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

|  | Patrimonio netto di Eni |                                      |  |   |                |                                |                 | Interessenze di terzi | Totale patrimonio netto |
|--|-------------------------|--------------------------------------|--|---|----------------|--------------------------------|-----------------|-----------------------|-------------------------|
|  | Capitale sociale        | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile (perdita) dell'esercizio | Totale          |                       |                         |
| (€ milioni)  |                         |                                      |  |   |                |                                |                 |                       |                         |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2019</b>   | <b>4.005</b>            | <b>35.894</b>                        | <b>7.209</b>                                 | <b>1.564</b>  | <b>(981)</b>   | <b>148</b>                     | <b>47.839</b>   | <b>61</b>             | <b>47.900</b>           |
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>  |                         |                                      |  |   |                | <b>(8.635)</b>                 | <b>(8.635)</b>  | <b>7</b>              | <b>(8.628)</b>          |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>   |                         |                                      |  |   |                |                                |                 |                       |                         |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale  |                         |                                      |  | 9   |                |                                | 9               |                       | 9                       |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI  |                         |                                      |  | 24  |                |                                | 24              |                       | 24                      |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>   |                         |                                      |  | <b>33</b>   |                |                                | <b>33</b>       |                       | <b>33</b>               |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro   |                         |                                      | (3.313)                                      | (1)   |                |                                | (3.314)         |                       | (3.314)                 |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale  |                         |                                      |  | 469   |                |                                | 469             |                       | 469                     |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto |                         |                                      |  | 32  |                |                                | 32              |                       | 32                      |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>   |                         |                                      | <b>(3.313)</b>                               | <b>500</b>  |                |                                | <b>(2.813)</b>  |                       | <b>(2.813)</b>          |
| <b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>  |                         |                                      | <b>(3.313)</b>                               | <b>533</b>  |                | <b>(8.635)</b>                 | <b>(11.415)</b> | <b>7</b>              | <b>(11.408)</b>         |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA  |                         | 1.542                                |  |   |                | (3.078)                        | (1.536)         |                       | (1.536)                 |
| Acconto sul dividendo  |                         | (429)                                |  |   |                |                                | (429)           |                       | (429)                   |
| Attribuzione del dividendo di altre società  |                         |                                      |  |   |                |                                |                 | (3)                   | (3)                     |
| Destinazione utile residuo 2019  |                         | (2.930)                              |  |   |                | 2.930                          |                 |                       |                         |
| Annullamento azioni proprie  |                         |                                      |  | (400)   | 400            |                                |                 |                       |                         |
| Piano Incentivazione a lungo termine   |                         | 7                                    |  |   |                |                                | 7               |                       | 7                       |
| Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate   |                         |                                      |  |   |                |                                |                 | 15                    | 15                      |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue   |                         |                                      |  | 3.000   |                |                                | 3.000           |                       | 3.000                   |
| <b>Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale</b>  |                         | <b>(1.810)</b>                       |  | <b>2.600</b>  | <b>400</b>     | <b>(148)</b>                   | <b>1.042</b>    | <b>12</b>             | <b>1.054</b>            |
| Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue   |                         | (25)                                 |  |   |                |                                | (25)            |                       | (25)                    |
| Altre variazioni   |                         | (16)                                 | (1)  | (9)   |                |                                | (26)            | (2)                   | (28)                    |
| <b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>   |                         | <b>(41)</b>                          | <b>(1)</b>                                   | <b>(9)</b>  |                |                                | <b>(51)</b>     | <b>(2)</b>            | <b>(53)</b>             |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2020</b>   | <b>4.005</b>            | <b>34.043</b>                        | <b>3.895</b>                                 | <b>4.688</b>  | <b>(581)</b>   | <b>(8.635)</b>                 | <b>37.415</b>   | <b>78</b>             | <b>37.493</b>           |

## Rendiconto finanziario

| (€ milioni)   | Note           | 2022           | 2021            | 2020           |
|---|----------------|----------------|-----------------|----------------|
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>   |                | <b>13.961</b>  | <b>5.840</b>    | <b>(8.628)</b> |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:                     |                |                |                 |                |
| Ammortamenti  | (12) (13) (14) | 7.205          | 7.063           | 7.304          |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (15)           | 1.140          | 167             | 3.183          |
| Radiazioni  | (12) (14)      | 599            | 387             | 329            |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto  | (16) (32)      | (1.841)        | 1.091           | 1.733          |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività   |                | (524)          | (102)           | (9)            |
| Dividendi   | (32)           | (351)          | (230)           | (150)          |
| Interessi attivi  |                | (159)          | (75)            | (126)          |
| Interessi passivi   |                | 1.033          | 794             | 877            |
| Imposte sul reddito   | (33)           | 8.088          | 4.845           | 2.650          |
| Altre variazioni  |                | (2.773)        | (194)           | 92             |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio   |                | (1.279)        | (3.146)         | (18)           |
| - rimanenze   |                | (2.528)        | (2.033)         | 1.054          |
| - crediti commerciali   |                | (1.036)        | (7.888)         | 1.316          |
| - debiti commerciali  |                | 2.284          | 7.744           | (1.614)        |
| - fondi per rischi e oneri  |                | 2.028          | (406)           | (1.056)        |
| - altre attività e passività  |                | (2.027)        | (563)           | 282            |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti   |                | 39             | 54              |                |
| Dividendi incassati   |                | 1.545          | 857             | 509            |
| Interessi incassati   |                | 116            | 28              | 53             |
| Interessi pagati  |                | (851)          | (792)           | (928)          |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati  |                | (8.488)        | (3.726)         | (2.049)        |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>  |                | <b>17.460</b>  | <b>12.861</b>   | <b>4.822</b>   |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | (36)           | <b>223</b>     | <b>(4.331)</b>  | <b>(4.640)</b> |
| Flusso di cassa degli investimenti  |                | (10.793)       | (7.815)         | (5.959)        |
| - attività materiali  | (12)           | (7.700)        | (4.950)         | (4.407)        |
| - diritto di utilizzo prepagato beni in leasing   | (13)           | (3)            | (2)             |                |
| - attività immateriali  | (14)           | (356)          | (284)           | (237)          |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite            | (27)           | (1.636)        | (1.901)         | (109)          |
| - partecipazioni  | (16)           | (1.675)        | (837)           | (283)          |
| - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa  |                | (350)          | (227)           | (166)          |
| - variazione debiti relativi all'attività di investimento   |                | 927            | 386             | (757)          |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti   |                | 2.989          | 536             | 216            |
| - attività materiali  |                | 149            | 207             | 12             |
| - attività immateriali  |                | 17             | 1               |                |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute               | (27)           | (60)           | 76              |                |
| - imposte pagate sulle dismissioni  |                |                | (35)            |                |
| - partecipazioni  |                | 1.096          | 155             | 16             |
| - titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa  |                | 483            | 141             | 136            |
| - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento   |                | 1.304          | (9)             | 52             |
| Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                             |                | 786            | (4.743)         | 1.156          |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>  |                | <b>(7.018)</b> | <b>(12.022)</b> | <b>(4.587)</b> |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | (36)           | <b>(32)</b>    | <b>(976)</b>    | <b>(1.372)</b> |

(segue)

(segue) **Rendiconto finanziario**

| (€ milioni)   | Note | 2022           | 2021           | 2020         |
|---|------|----------------|----------------|--------------|
| Assunzione di debiti finanziari non correnti  | (19) | 130            | 3.556          | 5.278        |
| Rimborsi di debiti finanziari non correnti  | (19) | (4.074)        | (2.890)        | (3.100)      |
| Rimborso di passività per beni in leasing   | (13) | (994)          | (939)          | (869)        |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti   | (19) | 1.375          | (910)          | 937          |
| Dividendi pagati ad azionisti Eni   |      | (3.009)        | (2.358)        | (1.965)      |
| Dividendi pagati ad altri azionisti   |      | (60)           | (5)            | (3)          |
| Apporti di capitale da azionisti terzi  |      | 92             |                |              |
| Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate   |      | 536            | (17)           |              |
| Acquisto di azioni proprie  | (26) | (2.400)        | (400)          |              |
| Emissione di obbligazioni subordinate perpetue  | (26) |                | 1.985          | 2.975        |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue  | (26) | (138)          | (61)           |              |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>   |      | <b>(8.542)</b> | <b>(2.039)</b> | <b>3.253</b> |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | (36) | <b>(88)</b>    | <b>(13)</b>    | <b>164</b>   |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti |      | 16             | 52             | (69)         |
| <b>Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti</b>  |      | <b>1.916</b>   | <b>(1.148)</b> | <b>3.419</b> |
| <b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio</b>  | (6)  | <b>8.265</b>   | <b>9.413</b>   | <b>5.994</b> |
| <b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio<sup>(a)</sup></b>                                      | (6)  | <b>10.181</b>  | <b>8.265</b>   | <b>9.413</b> |

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2022 comprendono €26 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita" (€11 milioni al 31 dicembre 2021).

## Note al bilancio consolidato

### 1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

#### CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")<sup>1</sup> emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>2</sup>. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo. I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

#### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano

un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

#### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

La strategia definita da Eni prevede il raggiungimento della neutralità carbonica delle proprie operations nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C; essa si pone, inoltre, dei target intermedi al 2030 e al 2040, sia in termini di riduzione di emissioni assolute che di intensità carbonica. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearli e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del Bilancio Consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2022.

timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

Si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione – Dichiarazione non finanziaria in merito alle sensitivity analysis operate sul valore delle attività di riferimento considerando gli scenari low carbon indicati da organismi internazionali.

## PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

### Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della stessa. I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti<sup>3</sup> ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo<sup>4</sup>, sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rile-

vati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>5</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

### Interessenze in accordi a controllo congiunto

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

(3) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022".

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione dell'accordo a controllo congiunto, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

### Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

### Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto<sup>6</sup>.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto<sup>7</sup>, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei

maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long-term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta<sup>8</sup>; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>9</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

(6) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

(7) Nel caso di passaggio da partecipazione minoritaria a partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, il costo è pari alla somma tra il fair value della quota precedentemente detenuta e il fair value dell'eventuale corrispettivo pagato.

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

## Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value<sup>10</sup>, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza<sup>11</sup>.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PARTECIPAZIONI E BUSINESS COMBINATION

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

### Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (cd. downstream transaction).

In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

### Conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo<sup>12</sup>. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

(12) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato

da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

| (ammontare di valuta per €1) | Cambi medi dell'esercizio 2022 | Cambi al 31 dicembre 2022 | Cambi medi dell'esercizio 2021 | Cambi al 31 dicembre 2021 | Cambi medi dell'esercizio 2020 | Cambi al 31 dicembre 2020 |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Dollaro USA                  | 1,05                           | 1,07                      | 1,18                           | 1,13                      | 1,14                           | 1,23                      |
| Sterlina inglese             | 0,85                           | 0,89                      | 0,86                           | 0,84                      | 0,89                           | 0,90                      |
| Dollaro australiano          | 1,52                           | 1,57                      | 1,57                           | 1,56                      | 1,66                           | 1,59                      |

## Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

### Attività mineraria

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

#### Acquisizione di permessi esplorativi

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al

netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

#### Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

#### Esplorazione ed appraisal

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento. I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/

unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

### Sviluppo

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

### Ammortamento UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo<sup>13</sup> l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'am-

mortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

### Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

### Production Sharing Agreement e contratti di service

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

### Chiusura ed abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

(13) Il periodo è inteso come il trimestre.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno

a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

## Attività materiali

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd. social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se signi-

ficativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore. I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimosibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## Leasing<sup>14</sup>

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificativo<sup>15</sup>; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")<sup>16</sup>. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contrat-

to, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing<sup>17</sup>, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi<sup>18</sup>; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario<sup>19</sup>; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per

(14) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

(15) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

(16) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

(17) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

(18) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

(19) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate<sup>20</sup>, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa. Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: OPERAZIONI DI LEASING

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

## Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a ren-

(20) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

dere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri. Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione

del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici"). Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO<sub>2</sub> (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry<sup>21</sup> ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocatione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power e al business Plenitude, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business R&M, la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte

(21) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore<sup>22</sup>.

## Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività a cui si riferiscono.

## Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il

metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management

(22) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati, considerando il processo di transizione energetica in atto, alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

## Strumenti finanziari

### Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni<sup>23</sup> (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

### Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

(23) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

## Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cd. expected credit loss model<sup>24</sup>.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti<sup>25</sup>.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro,

e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

## Partecipazioni minoritarie

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

## Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Le obbligazioni sustainability-linked, ossia obbligazioni caratterizzate da un potenziale incremento del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (cd. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato.

(24) L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

(25) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo.

### GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di estensione dei termini di pagamento, senza prevedere il coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione iniziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento alle obbligazioni sustainability-linked, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

### Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso

criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulative del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity, stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

### Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione,

correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

### Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

### Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo. I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è pro-

babile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità, nonché la virtuale certezza, di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

### Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla Società.

### Fondi per rischi ambientali

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FONDI SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI, PASSIVITÀ AMBIENTALI E ALTRI FONDI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino

ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La previsione del timing e dell'ammontare degli esborsi, il loro eventuale aggiornamento, nonché il relativo processo di attualizzazione, comportano l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Al riguardo, con riferimento al trattamento delle acque di falda, nel corso dell'esercizio 2022, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché l'evoluzione delle posizioni delle autorità competenti hanno consentito la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto

conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

## Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e il costo per interessi. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate

sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

## Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto. Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

## Strumenti di equity

### Azioni proprie

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

### Obbligazioni ibride

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole<sup>26</sup>. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscritto-

(26) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

ri di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

## Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performan-

ce, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

## Costi

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche

o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

## Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

## Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti

di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.

Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

## STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPOSTE SUL REDDITO

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attivi-

tà connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

## Attività destinate alla vendita e discontinued operation

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued

operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

## Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza

di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
- b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente o indirettamente;
- c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

#### STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FAIR VALUE

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

## 2 Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Gli schemi di stato patrimoniale e conto economico sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente fatta eccezione per la ridenominazione delle voci "Attività finanziarie destinate al trading" e "Proventi (oneri) netti da attività finanziarie destinate al trading" rispettivamente in "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico" e "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico"; dette voci accolgono gli effetti patrimoniali ed economici del portafoglio di liquidità gestito, valutato e monitorato sulla base del relativo fair value, nonché le attività finanziarie detenute per finalità di trading.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

## 3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti significativi.

## 4 Principi contabili di recente emanazione

### PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi" e definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/357 emesso dalla Commissione Europea in data 2 marzo 2022, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 1 "Informativa sui principi contabili" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definizione di stime contabili" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/1392 emesso dalla Commissione Europea in data 11 agosto 2022 sono state omologate le modifiche allo IAS 12 "Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da una singola operazione" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

### PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or

Non-current" (di seguito le modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Ulteriori chiarimenti relativi alla classificazione, come correnti o non correnti, delle passività con covenant sono stati forniti con le modifiche apportate in data 31 ottobre 2022 ("Non-current Liabilities with Covenants"). Le suddette modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

In data 22 settembre 2022, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 16 "Lease Liability in a Sale and Leaseback" (di seguito le modifiche), volte a chiarire la modalità di valutazione successiva delle passività per leasing a seguito di operazioni di sale and leaseback. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

## 5 Business combination e altre transazioni significative

### Acquisizioni

Nel 2022 Eni ha eseguito le acquisizioni rappresentate di seguito con un esborso di €1.667 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €541 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €31 milioni.

Il 12 gennaio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €51 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €1 milione. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €52 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 18 febbraio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA). Nella stessa area, è stata finalizzata l'acquisizione del progetto di stoccaggio Guajillo, da circa 200 MW/400 MWh, con avvio atteso entro la fine del 2023. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €121 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €88 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €2 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 4 agosto 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Energia Eólica Boreas SLU con una capacità di generazione di

104,5 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €87 milioni al netto dell'acconto di €16 milioni versato nel 2021, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €59 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €12 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €18 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 26 agosto 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Export LNG Ltd che detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG. L'impianto ha una capacità di trattamento pari a circa 3 milioni di metri cubi standard/giorno ed una capacità di produzione LNG pari a circa 0,6 milioni di tonnellate/anno (circa 1 miliardo di metri cubi standard/anno). L'acquisizione riguarda il settore Exploration & Production.

Il 29 dicembre 2022 è stata finalizzata l'acquisizione delle società PLT Energia Srl e SEF Srl dal Gruppo italiano PLT integrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti retail con una capacità di generazione di oltre 400 MW. Il corrispettivo complessivo delle operazioni è stato di €750 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €390 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €17 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite per ciascuna operazione è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per complessivi €412 milioni. Le acquisizioni riguardano la linea di business Plenitude.

I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle singole business combination effettuate nel 2022 sono riportati nella seguente tabella:

| (€ milioni)                                | SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA) | Corazon I / Guajillo | Energia Eólica Boreas SLU | Export LNG Ltd | PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl) | Altre acquisizioni e rami d'azienda | Totale       |
|--|---|----------------------|---------------------------|----------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------|
| Disponibilità liquide ed equivalenti       |   | 2                    | 12                        |                | 17                              |                                     | 31           |
| Attività finanziarie correnti              |   |                      |                           |                | 11                              |                                     | 11           |
| Altre attività                             |   | 1                    | 1                         |                | 145                             |                                     | 147          |
| <b>Totale attività correnti</b>            |   | <b>3</b>             | <b>13</b>                 |                | <b>173</b>                      |                                     | <b>189</b>   |
| Immobili, impianti e macchinari            |   | 189                  | 100                       | 650            | 532                             | 1                                   | 1.472        |
| Goodwill                                   | 52  |                      | 18                        |                | 412                             |                                     | 482          |
| Altre attività                             |   | 45                   | 157                       |                | 288                             | 19                                  | 509          |
| <b>Totale attività non correnti</b>        | <b>52</b>   | <b>234</b>           | <b>275</b>                | <b>650</b>     | <b>1.232</b>                    | <b>20</b>                           | <b>2.463</b> |
| <b>TOTALE ATTIVITÀ</b>                     | <b>52</b>   | <b>237</b>           | <b>288</b>                | <b>650</b>     | <b>1.405</b>                    | <b>20</b>                           | <b>2.652</b> |
| Passività finanziarie                      |   | 3                    | 4                         |                | 79                              |                                     | 86           |
| Altre passività                            |   | 1                    |                           | 3              | 166                             | 1                                   | 171          |
| <b>Totale passività correnti</b>           |   | <b>4</b>             | <b>4</b>                  | <b>3</b>       | <b>245</b>                      | <b>1</b>                            | <b>257</b>   |
| Passività finanziarie                      | 1   | 87                   | 67                        |                | 339                             | 3                                   | 497          |
| Fondi per rischi e oneri                   |   | 7                    |                           |                | 7                               |                                     | 14           |
| Passività per imposte differite            |   |                      | 15                        |                | 63                              |                                     | 78           |
| Altre passività                            |   | 3                    | 99                        |                | 1                               |                                     | 103          |
| <b>Totale passività non correnti</b>       | <b>1</b>  | <b>97</b>            | <b>181</b>                |                | <b>410</b>                      | <b>3</b>                            | <b>692</b>   |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ</b>                    | <b>1</b>  | <b>101</b>           | <b>185</b>                | <b>3</b>       | <b>655</b>                      | <b>4</b>                            | <b>949</b>   |
| Totale patrimonio netto di Eni             | 51  | 121                  | 103                       | 647            | 750                             | 16                                  | 1.688        |
| Interessenze di terzi                      |   | 15                   |                           |                |                                 |                                     | 15           |
| <b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>             | <b>51</b>   | <b>136</b>           | <b>103</b>                | <b>647</b>     | <b>750</b>                      | <b>16</b>                           | <b>1.703</b> |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b> | <b>52</b>   | <b>237</b>           | <b>288</b>                | <b>650</b>     | <b>1.405</b>                    | <b>20</b>                           | <b>2.652</b> |

I fattori qualitativi che compongono l'avviamento della linea di business Plenitude sono riportati nella nota n. 14 – Attività immateriali.

L'allocazione provvisoria dei prezzi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima dei fair value delle attività e passività acquisite.

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2021 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 – Altre informazioni.

### Disinvestimenti

Nel 2022 Eni ha eseguito alcune dismissioni con incasso di €10 milioni e acquisizione di partecipazioni in joint venture di €5.726 milioni, cedendo passività finanziarie nette di €2.085 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €70 milioni. Il 1° agosto 2022 è stata finalizzata con bp la creazione della joint venture paritetica 50-50 Azule Energy Holdings Ltd, che combina le attività angolane nella ricerca e produzione di idrocarburi dei due partner. L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite ad Azule Energy Holdings Ltd in cambio della partecipazione del 50% nella neo costituita entità e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €5.183 milioni, di cui passività finanziarie nette di €1.756 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti per €35 milioni, la rilevazione della partecipazione in Azule Energy Holdings Ltd per €5.352 milioni, la rilevazione di un credito per attività di disinvestimento di €1.609 milioni, di una plusvalenza da conferimento di 1.778 milioni quale differenza tra il valore della partecipazione ricevuta e il valore netto contabile delle attività cedute nei limiti della quota realizzata con il terzo pari al 50%, cd. metodo della "downstream transaction". Inoltre, sono state realizzate riserve per differenze attive di cambio di €764 milioni, per una

plusvalenza complessiva di €2.542 milioni. Successivamente al closing, la JV ha rimborsato nell'esercizio €1.310 milioni del credito per attività di disinvestimento.

Il 14 ottobre 2022 è stato finalizzato il conferimento del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Doggerbank A, B e C nel Regno Unito alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%). Le tre fasi del progetto (A, B e C) prevedono una capacità installata complessiva di 3,6 GW (720 MW in quota Vårgrønn). L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni North Sea Wind Ltd che è stata conferita a Vårgrønn AS e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €368 milioni, di cui passività finanziarie nette di €363 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vårgrønn AS per €374 milioni, di un provento a conto economico di €74 milioni comprensivo del rigiro a conto economico di effetti rilevati nelle riserve per utile complessivo di €68 milioni, di cui riserve per differenze passive di cambio di €33 milioni.

Il 29 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione delle quote nelle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company, principale produttore di energia elettrica pakistano. Le attività oggetto di cessione consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione di gas naturale nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. L'operazione ha comportato la cessione di Eni AEP Ltd, Eni Pakistan Ltd, Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl e Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di passività nette di €1 milione, di cui attività finanziarie nette di €27 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti di €28 milioni, e il realizzo a conto economico di riserve per differenze attive di cambio di €86 milioni.

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2022 sono riportati nella seguente tabella:

| (€ milioni)                                | Azule Energy Holdings Ltd | Vårgrønn AS | Attività in Pakistan | Altre dismissioni | Totale        |
|--|---------------------------|-------------|----------------------|-------------------|---------------|
| Disponibilità liquide ed equivalenti       | 35                        |             | 28                   | 7                 | 70            |
| Attività finanziarie correnti              | 221                       |             |                      |                   | 221           |
| Altre attività                             | 1.266                     |             | 106                  | 5                 | 1.377         |
| <b>Totale attività correnti</b>            | <b>1.522</b>              |             | <b>134</b>           | <b>12</b>         | <b>1.668</b>  |
| Immobili, impianti e macchinari            | 4.358                     |             | 9                    | 1                 | 4.368         |
| Altre attività                             | 3.512                     | 731         | 7                    |                   | 4.250         |
| <b>Totale attività non correnti</b>        | <b>7.870</b>              | <b>731</b>  | <b>16</b>            | <b>1</b>          | <b>8.618</b>  |
| <b>TOTALE ATTIVITÀ</b>                     | <b>9.392</b>              | <b>731</b>  | <b>150</b>           | <b>13</b>         | <b>10.286</b> |
| Passività finanziarie                      | 302                       | 173         |                      |                   | 475           |
| Altre passività                            | 990                       |             | 58                   | 3                 | 1.051         |
| <b>Totale passività correnti</b>           | <b>1.292</b>              | <b>173</b>  | <b>58</b>            | <b>3</b>          | <b>1.526</b>  |
| Passività finanziarie                      | 1.710                     | 190         | 1                    |                   | 1.901         |
| Fondi per rischi e oneri                   | 632                       |             | 75                   |                   | 707           |
| Passività per imposte differite            | 528                       |             |                      |                   | 528           |
| Altre passività                            | 47                        |             | 17                   | 1                 | 65            |
| <b>Totale passività non correnti</b>       | <b>2.917</b>              | <b>190</b>  | <b>93</b>            | <b>1</b>          | <b>3.201</b>  |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ</b>                    | <b>4.209</b>              | <b>363</b>  | <b>151</b>           | <b>4</b>          | <b>4.727</b>  |
| Totale patrimonio netto di Eni             | 5.183                     | 368         | (1)                  | 9                 | 5.559         |
| <b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>             | <b>5.183</b>              | <b>368</b>  | <b>(1)</b>           | <b>9</b>          | <b>5.559</b>  |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b> | <b>9.392</b>              | <b>731</b>  | <b>150</b>           | <b>13</b>         | <b>10.286</b> |

## 6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10.155 milioni (€8.254 milioni al 31 dicembre 2021) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €6.804 milioni (€5.496 milioni al 31 dicembre 2021) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro (€5.143 milioni) e in dollari USA

(€4.134 milioni) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo. L'ammontare di restricted cash è di circa €97 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2021) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 12 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 1,75% per i depositi in euro (€3.631 milioni) e di 21 giorni con un tasso di interesse effettivo del 4,43% per i depositi in dollari USA (€2.581 milioni).

## 7 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

| (€ milioni)  | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|--|--------------|--------------|
| <b>Attività finanziarie destinate al trading</b>                                       |              |              |
| Titoli emessi da Stati Sovrani   | 1.244        | 1.149        |
| Altri titoli   | 5.243        | 5.152        |
|  | <b>6.487</b> | <b>6.301</b> |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> |              |              |
| Altri titoli   | 1.764        |              |
|  | <b>8.251</b> | <b>6.301</b> |

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del

rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.090 milioni (€1.398 milioni al 31 dicembre 2021).

L'analisi per valuta è la seguente:

| (€ milioni)  | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|--|--------------|--------------|
| <b>Attività finanziarie destinate al trading</b>                                       |              |              |
| Euro   | 3.599        | 3.913        |
| Dollaro USA  | 2.885        | 2.336        |
| Altre valute   | 3            | 52           |
|  | <b>6.487</b> | <b>6.301</b> |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> |              |              |
| Euro   | 1.201        |              |
| Dollaro USA  | 563          |              |
|  | <b>1.764</b> |              |
|  | <b>8.251</b> | <b>6.301</b> |

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

|  | Valore Nominale<br>(€ milioni) | Fair Value<br>(€ milioni) | Classe di rating<br>Moody's | Classe di rating<br>S&P |
|--|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| <b>Titoli emessi da Stati Sovrani</b>  |                                |                           |                             |                         |
| <i>Tasso fisso</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Italia   | 152                            | 148                       | Baa3                        | BBB                     |
| Stati Uniti  | 301                            | 300                       | Aaa                         | AA+                     |
| Spagna   | 179                            | 179                       | Baa1                        | A                       |
| Cile   | 125                            | 120                       | A2                          | A                       |
| Francia  | 75                             | 76                        | Aa2                         | AA                      |
| Germania   | 60                             | 60                        | Aaa                         | AAA                     |
| Altri(*)   | 149                            | 147                       | da Aaa a A3                 | da AAA a A-             |
|  | <b>1.041</b>                   | <b>1.030</b>              |                             |                         |
| <i>Tasso variabile</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Italia   | 205                            | 207                       | Baa3                        | BBB                     |
| Altri  | 7                              | 7                         | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>212</b>                     | <b>214</b>                |                             |                         |
| <b>Totale titoli emessi da Stati Sovrani</b>   | <b>1.253</b>                   | <b>1.244</b>              |                             |                         |
| <b>Altri titoli</b>  |                                |                           |                             |                         |
| <i>Tasso fisso</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali   | 1.210                          | 1.195                     | da Aa1 a Baa3               | da AA+ a BBB-           |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi                            | 804                            | 762                       | da Aaa a Baa3               | da AAA a BBB-           |
| Altri titoli   | 1.041                          | 1.039                     | da Aaa a Baa3               | da AAA a BBB-           |
|  | <b>3.055</b>                   | <b>2.996</b>              |                             |                         |
| <i>Tasso variabile</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali   | 643                            | 647                       | da Aa2 a Baa3               | da AA a BBB-            |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi                            | 998                            | 988                       | da Aa1 a Baa3               | da AA+ a BBB-           |
| Altri titoli   | 610                            | 612                       | da Aaa a Baa2               | da AAA a BBB            |
|  | <b>2.251</b>                   | <b>2.247</b>              |                             |                         |
| <b>Totale Altri titoli</b>   | <b>5.306</b>                   | <b>5.243</b>              |                             |                         |
| <b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>                                | <b>6.559</b>                   | <b>6.487</b>              |                             |                         |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> | <b>1.781</b>                   | <b>1.764</b>              | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>8.340</b>                   | <b>8.251</b>              |                             |                         |

(\*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €4.749 milioni e di livello 2 per €3.502 milioni. Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## 8 Crediti commerciali e altri crediti

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Crediti commerciali   | 16.556        | 15.524        |
| Crediti per attività di disinvestimento                         | 301           | 8             |
| Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 1.645         | 1.888         |
| Crediti verso altri   | 2.338         | 1.430         |
|   | <b>20.840</b> | <b>18.850</b> |

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

L'incremento dei crediti commerciali di €1.032 milioni è riferito ai settori Refining & Marketing e Chimica per €408 milioni, Plenitude & Power per €313 milioni e Global Gas & LNG Portfolio per €350 milioni e risente dell'aumento dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2023 dal valore nominale di €2.212 milioni (€2.059 milioni nell'esercizio 2021 con scadenza 2022). Le cessioni 2022 hanno riguardato crediti relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio per €970 milioni, al settore Refining & Marketing e Chimica per €928 milioni e al settore Plenitude & Power per €314 milioni.

Al 31 dicembre 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €373 milioni interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €611 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2021) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. L'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €475 milioni alla data di bilancio (€474 milioni al 31 dicembre 2021). Tale ammontare riguarda per circa un quarto crediti pregressi oggetto di un piano di rientro che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in

iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di incasso totale entro il 2024. Il credito residuo a fine esercizio è stato attualizzato al WACC paese. Il restante valore riguarda i crediti netti maturati per le operazioni 2022.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €242 milioni (€195 milioni al 31 dicembre 2021) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Nel corso dell'esercizio il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni relative agli ammontari addebitati, oggetto di arbitrato.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €566 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2021) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected credit loss di circa il 53% per scontare il rischio default della controparte di Stato attraverso una dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 17 – Altre attività finanziarie. Nel corso dell'anno, a fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 3,1 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto; (ii) per €309 milioni i crediti verso distributori di gas e di energia elettrica derivanti principalmente dal cosiddetto "bonus sociale"; (iii) per €278 milioni (€208 milioni al 31 dicembre 2021) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iv) per €239 milioni gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale; (v) per €193 milioni i crediti verso società di factoring. I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €13.650 milioni e €6.102 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

| (€ milioni)   | Crediti in bonis |               |              | Crediti in default | Clienti Plenitude | Totale        |
|---|------------------|---------------|--------------|--------------------|-------------------|---------------|
|   | Rischio basso    | Rischio medio | Rischio alto |                    |                   |               |
| <b>31.12.2022</b>   |                  |               |              |                    |                   |               |
| Clienti business  | 4.815            | 7.970         | 378          | 1.583              |                   | 14.746        |
| National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni                              | 215              | 852           |              | 2.248              |                   | 3.315         |
| Altre controparti   | 1.673            | 725           | 13           | 122                | 3.200             | 5.733         |
| <b>Valore lordo</b>   | <b>6.703</b>     | <b>9.547</b>  | <b>391</b>   | <b>3.953</b>       | <b>3.200</b>      | <b>23.794</b> |
| Fondo svalutazione  | (23)             | (169)         | (15)         | (2.176)            | (571)             | (2.954)       |
| <b>Valore netto</b>   | <b>6.680</b>     | <b>9.378</b>  | <b>376</b>   | <b>1.777</b>       | <b>2.629</b>      | <b>20.840</b> |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | 0,4              | 1,8           | 3,8          | 55,0               | 17,8              | 12,4          |
| <b>31.12.2021</b>   |                  |               |              |                    |                   |               |
| Clienti business  | 4.348            | 6.628         | 818          | 1.560              |                   | 13.354        |
| National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni                              | 331              | 884           | 1            | 2.674              |                   | 3.890         |
| Altre controparti   | 1.854            | 311           | 16           | 137                | 2.601             | 4.919         |
| <b>Valore lordo</b>   | <b>6.533</b>     | <b>7.823</b>  | <b>835</b>   | <b>4.371</b>       | <b>2.601</b>      | <b>22.163</b> |
| Fondo svalutazione  | (25)             | (416)         | (69)         | (2.209)            | (594)             | (3.313)       |
| <b>Valore netto</b>   | <b>6.508</b>     | <b>7.407</b>  | <b>766</b>   | <b>2.162</b>       | <b>2.007</b>      | <b>18.850</b> |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | 0,4              | 5,3           | 8,3          | 50,5               | 22,8              | 14,9          |

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte. L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19

e la ripresa dello scenario petrolifero hanno migliorato la situazione debitoria di molte società petrolifere di Stato, ad eccezione del Venezuela per i fattori specifici legati al quadro sanzionatorio. In negativo, l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale. Per quanto riguarda i clienti del business di Plenitude le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

| (€ milioni)         | Non scaduti  | Scaduti       |               |                |               | Totale       |
|---------------------|--------------|---------------|---------------|----------------|---------------|--------------|
|                     |              | da 0 a 3 mesi | da 3 a 6 mesi | da 6 a 12 mesi | oltre 12 mesi |              |
| <b>31.12.2022</b>   |              |               |               |                |               |              |
| Clienti Plenitude:  |              |               |               |                |               |              |
| - Retail            | 1.508        | 74            | 35            | 63             | 203           | 1.883        |
| - Middle            | 657          | 33            | 11            | 7              | 162           | 870          |
| - Altri             | 436          | 1             | 5             | 4              | 1             | 447          |
| <b>Valore lordo</b> | <b>2.601</b> | <b>108</b>    | <b>51</b>     | <b>74</b>      | <b>366</b>    | <b>3.200</b> |
| Fondo svalutazione  | (83)         | (31)          | (31)          | (66)           | (360)         | (571)        |
| <b>Valore netto</b> | <b>2.518</b> | <b>77</b>     | <b>20</b>     | <b>8</b>       | <b>6</b>      | <b>2.629</b> |
| Expected loss (%)   | 3,2          | 28,7          | 60,8          | 89,2           | 98,4          | 17,8         |
| <b>31.12.2021</b>   |              |               |               |                |               |              |
| Clienti Plenitude:  |              |               |               |                |               |              |
| - Retail            | 1.291        | 70            | 55            | 92             | 337           | 1.845        |
| - Middle            | 424          | 22            | 5             | 7              | 188           | 646          |
| - Altri             | 57           | 43            | 6             | 1              | 3             | 110          |
| <b>Valore lordo</b> | <b>1.772</b> | <b>135</b>    | <b>66</b>     | <b>100</b>     | <b>528</b>    | <b>2.601</b> |
| Fondo svalutazione  | (63)         | (22)          | (27)          | (52)           | (430)         | (594)        |
| <b>Valore netto</b> | <b>1.709</b> | <b>113</b>    | <b>39</b>     | <b>48</b>      | <b>98</b>     | <b>2.007</b> |
| Expected loss (%)   | 3,6          | 16,3          | 40,9          | 52,0           | 81,4          | 22,8         |

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         |
|--|--------------|--------------|
| <b>Fondo svalutazione iniziale</b>                               | <b>3.313</b> | <b>3.157</b> |
| Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis   | 166          | 202          |
| Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default | 253          | 348          |
| Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis         | (37)         | (135)        |
| Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default       | (758)        | (421)        |
| Altre variazioni   | 17           | 162          |
| <b>Fondo svalutazione finale</b>                                 | <b>2.954</b> | <b>3.313</b> |

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €5.744 milioni (€5.350 milioni al 31 dicembre 2021), che includono depositi, polizze assicurative, fidejussioni e garanzie bancarie.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €70 milioni (€94 milioni nel 2021) per effetto dell'aumento delle esposizioni dovuto alle condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €61 milioni (€71 milioni nel 2021) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €122 milioni (€229 milioni nel

2021) e riguardano principalmente i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €99 milioni (€101 milioni nel 2021). Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €795 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production di €455 milioni principalmente per esubero a seguito della risoluzione di una disputa relativa al riconoscimento di costi d'investimento pregressi nei confronti della società di Stato NNPC in Nigeria e verso la società di Stato PDVSA in Venezuela, a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nell'anno; (ii) alla linea di business Plenitude per €184 milioni, principalmente per utilizzo a fronte oneri per €121 milioni.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 2022      | 2021         | 2020         |
|---|-----------|--------------|--------------|
| <b>Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:</b> |           |              |              |
| Accantonamenti al fondo svalutazione  | (419)     | (550)        | (343)        |
| Perdite nette su crediti  | (81)      | (66)         | (36)         |
| Utilizzi per esubero  | 547       | 337          | 153          |
|   | <b>47</b> | <b>(279)</b> | <b>(226)</b> |

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 9 Rimanenze e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|---|--------------|--------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo   | 1.228        | 1.001        |
| Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture | 1.515        | 1.611        |
| Prodotti finiti e merci   | 4.962        | 3.452        |
| Altre   | 4            | 8            |
| <b>Totale rimanenze correnti</b>  | <b>7.709</b> | <b>6.072</b> |

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.387 milioni (€1.481 milioni al 31 dicembre 2021).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €3.818 milioni (€2.414 milioni al 31 dicembre 2021) e prodotti chimici per €790 milioni (€626 milioni al 31 dicembre 2021).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €672 milioni (€570 milioni al 31 dicembre 2021).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.786 milioni (€1.053 milioni al 31 dicembre 2021), sono possedute da società italiane per €1.764 milioni (€1.032 milioni al 31 dicembre 2021) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Rimanenze di gas naturale per €750 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam SpA.

## 10 Attività e passività per imposte sul reddito

| (€ milioni)         | 31.12.2022 |              |           |              | 31.12.2021 |              |           |              |
|---------------------|------------|--------------|-----------|--------------|------------|--------------|-----------|--------------|
|                     | Attività   |              | Passività |              | Attività   |              | Passività |              |
|                     | Correnti   | Non correnti | Correnti  | Non correnti | Correnti   | Non correnti | Correnti  | Non correnti |
| Imposte sul reddito | 317        | 114          | 2.108     | 253          | 195        | 108          | 648       | 374          |

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e conte-

stazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €206 milioni (€230 milioni al 31 dicembre 2021).

## 11 Altre attività e passività

| (€ milioni)                                    | 31.12.2022    |              |               |              | 31.12.2021    |              |               |              |
|--|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
|  | Attività      |              | Passività     |              | Attività      |              | Passività     |              |
|  | Correnti      | Non correnti |
| Fair value su strumenti finanziari derivati    | 11.076        | 129          | 9.042         | 286          | 12.460        | 51           | 12.911        | 115          |
| Passività da contratti con la clientela        |               |              | 1.145         | 706          |               |              | 482           | 726          |
| Attività e passività relative ad altre imposte | 807           | 157          | 1.463         | 34           | 442           | 182          | 1.435         | 27           |
| Altre  | 938           | 1.950        | 823           | 2.208        | 732           | 796          | 928           | 1.378        |
|  | <b>12.821</b> | <b>2.236</b> | <b>12.473</b> | <b>3.234</b> | <b>13.634</b> | <b>1.029</b> | <b>15.756</b> | <b>2.246</b> |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €569 milioni, di cui €432 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€498 milioni al 31 dicembre 2021, di cui €340 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €366 milioni correnti (€110 milioni al 31 dicembre 2021) e €903 milioni non correnti (€324 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €357 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €239 milioni (€316 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €538 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €430 milioni (€391 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) buoni carburanti elettronici prepagati per €338 milioni (€242 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per €58 milioni (€60 milioni al 31

dicembre 2021) e a lungo termine per €275 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2021).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2022 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €613 milioni (€700 milioni al 31 dicembre 2021) e passività per Iva per €332 milioni (€248 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €758 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €479 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €443 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €85 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €358 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) passività per ricavi e proventi anticipati per €104 milioni correnti (€90 milioni al 31 dicembre 2021) e €247 milioni non correnti (€271 milioni al 31 dicembre 2021); (v) depositi cauzionali per €305 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2021), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €222 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2021); (vi) passività per attività d'investimento per €83 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2021).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

## 12 Immobili, impianti e macchinari

| (€ milioni)  | Terreni e fabbricati | Pozzi, impianti e macchinari E&P | Altre attività materiali | Attività esplorativa e di appraisal E&P | Immobilizzazioni in corso E&P | Altre immobilizzazioni in corso e accounti | Totale        |
|--|----------------------|----------------------------------|--------------------------|---|-------------------------------|--|---------------|
| <b>2022</b>  |                      |                                  |                          |   |                               |  |               |
| <b>Valore iniziale netto</b>                             | <b>1.071</b>         | <b>42.342</b>                    | <b>3.850</b>             | <b>1.244</b>                            | <b>6.545</b>                  | <b>1.247</b>                               | <b>56.299</b> |
| Investimenti   | 22                   | 132                              | 456                      | 655                                     | 5.471                         | 964  | 7.700         |
| Capitalizzazione ammortamenti                            |                      |                                  |                          | 11                                      | 179                           |  | 190           |
| Ammortamenti <sup>(*)</sup>                              | (51)                 | (5.467)                          | (554)                    |   |                               |  | (6.072)       |
| Riprese di valore  | 3                    | 40                               | 191                      |   | 141                           | 38   | 413           |
| Svalutazioni   | (21)                 | (313)                            | (485)                    |   | (149)                         | (414)                                      | (1.382)       |
| Radiazioni   | (1)                  |                                  | (2)                      | (365)                                   | (218)                         |  | (586)         |
| Differenze di cambio da conversione                      | 2                    | 2.422                            | 55                       | 74                                      | 364                           | 9  | 2.926         |
| Rilevazione iniziale e variazione stima                  |                      | (173)                            | 2                        | (7)                                     | 98                            |  | (80)          |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate | 9                    | 650                              | 695                      |   |                               | 118  | 1.472         |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite  | (1)                  | (3.687)                          | (6)                      | (119)                                   | (546)                         |  | (4.359)       |
| Trasferimenti  | 41                   | 4.403                            | 425                      | (149)                                   | (4.254)                       | (466)                                      |               |
| Altre variazioni   | 14                   | 143                              | (347)                    | 1                                       | (4)                           | 4  | (189)         |
| <b>Valore finale netto</b>                               | <b>1.088</b>         | <b>40.492</b>                    | <b>4.280</b>             | <b>1.345</b>                            | <b>7.627</b>                  | <b>1.500</b>                               | <b>56.332</b> |
| Valore finale lordo                                      | 4.255                | 143.433                          | 31.327                   | 1.345                                   | 11.787                        | 3.665                                      | 195.812       |
| Fondo ammortamento e svalutazione                        | 3.167                | 102.941                          | 27.047                   |   | 4.160                         | 2.165                                      | 139.480       |
| <b>2021</b>  |                      |                                  |                          |   |                               |  |               |
| <b>Valore iniziale netto</b>                             | <b>1.128</b>         | <b>39.648</b>                    | <b>3.299</b>             | <b>1.341</b>                            | <b>7.118</b>                  | <b>1.409</b>                               | <b>53.943</b> |
| Investimenti   | 18                   | 8                                | 277                      | 380                                     | 3.413                         | 854  | 4.950         |
| Capitalizzazione ammortamenti                            |                      |                                  |                          | 28                                      | 90                            |  | 118           |
| Ammortamenti <sup>(*)</sup>                              | (49)                 | (5.421)                          | (496)                    |   |                               |  | (5.966)       |
| Riprese di valore  |                      | 1.080                            | 118                      |   | 337                           |  | 1.535         |
| Svalutazioni   | (101)                | (90)                             | (768)                    |   | (85)                          | (582)                                      | (1.626)       |
| Radiazioni   | (1)                  |                                  | (2)                      | (331)                                   | (18)                          |  | (352)         |
| Differenze di cambio da conversione                      | 2                    | 2.956                            | 66                       | 106                                     | 546                           | 12   | 3.688         |
| Rilevazione iniziale e variazione stima                  |                      | 200                              |                          | (9)                                     | 4                             |  | 195           |
| Variazione dell'area di consolidamento                   | 22                   |                                  | 1.001                    | (199)                                   | (1.119)                       | 43   | (252)         |
| Trasferimenti  | 50                   | 3.841                            | 409                      | (44)                                    | (3.797)                       | (459)                                      |               |
| Altre variazioni   | 2                    | 120                              | (54)                     | (28)                                    | 56                            | (30)                                       | 66            |
| <b>Valore finale netto</b>                               | <b>1.071</b>         | <b>42.342</b>                    | <b>3.850</b>             | <b>1.244</b>                            | <b>6.545</b>                  | <b>1.247</b>                               | <b>56.299</b> |
| Valore finale lordo                                      | 4.175                | 149.117                          | 30.618                   | 1.244                                   | 10.485                        | 3.107                                      | 198.746       |
| Fondo ammortamento e svalutazione                        | 3.104                | 106.775                          | 26.768                   |   | 3.940                         | 1.860                                      | 142.447       |

(\*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €38 milioni (€68 milioni nel 2021), riferiti al settore Exploration & Production per €22 milioni (€54 milioni nel 2021), determinati utilizzando il tasso d'interesse del 2,1% (tra 0,4% e 2,1 al 31 dicembre 2021).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.295 milioni (€3.843 milioni nel 2021).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati nelle Altre variazioni (€61 milioni).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti Oil & Gas, relativi alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici, e altre attività ausiliarie sono calcolati a quote co-

stanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2021:

| (%)   |         |
|---|---------|
| Fabbricati                                  | 2 - 10  |
| Impianti di raffinazione e petrolchimici    | 3 - 17  |
| Gasdotti e centrali di compressione         | 4 - 12  |
| Impianti di produzione di energia elettrica | 3 - 5   |
| Altri impianti e macchinari                 | 6 - 12  |
| Attrezzature industriali e commerciali      | 5 - 25  |
| Altri beni                                  | 10 - 20 |

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della U.S. Securities & Exchange Commission "SEC" (v. nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione – Attività mineraria – Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle riserve certe SEC iscritte alla data di bilancio, che si prevede saranno prodotte entro circa dieci anni.

Le svalutazioni hanno riguardato impianti chimici per la produzione di intermedi (€385 milioni) in funzione della previsione di minori flussi di cassa dovuti al peggioramento dello scenario petrolchimico, proprietà Oil & Gas (€279 milioni), costi di pre-sviluppo relativi a progetti considerati non più economici (€190 milioni) e gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€330 milioni). Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore Oil & Gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €2.971 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende il decremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente dell'attualizzazione e del deconsolidamento delle attività in Angola, parzialmente compensati dalla revisione di stima dei costi futuri di smantellamento e ripristino e dagli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) per €4.358

milioni al deconsolidamento delle società Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite alla joint venture Azule Energy Holdings Ltd; (ii) per €650 milioni all'acquisizione della società Export LNG Ltd, proprietaria dell'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato da Eni in Congo, nell'ambito delle attività del progetto di sviluppo del gas naturale nel Blocco Marine XII; (iii) per €532 milioni all'acquisizione delle società PLT Energia Srl e SEF Srl attive nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti retail; (iv) per €189 milioni alle società acquisite nell'ambito del progetto Corazon e Guajillo; (iv) per €100 milioni all'acquisizione della società Energía Eólica Boreas SLU. Maggiori informazioni sulle business combination sono fornite alla nota n. 5 – Business combination.

Le altre variazioni delle altre attività materiali riguardano per €169 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate lo scorso anno la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €4.190 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente negli Stati Uniti, in Messico, Egitto, Kazakhstan, Congo, Iraq, Italia e Nigeria.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €365 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Libia, Egitto, Costa d'Avorio, Vietnam e Kenya.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.085 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €253 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         | 2020         |
|---|--------------|--------------|--------------|
| <b>Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio</b>                       | <b>1.101</b> | <b>1.268</b> | <b>1.246</b> |
| Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe             | 547          | 288          | 408          |
| Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio                      | (374)        | (286)        | (226)        |
| Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe | (147)        | (43)         | (48)         |
| Cessioni  | (2)          | (3)          |              |
| Variazione dell'area di consolidamento  | (114)        | (199)        |              |
| Differenze cambio da conversione  | 65           | 100          | (112)        |
| Altre variazioni  | 9            | (24)         |              |
| <b>Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio</b>                         | <b>1.085</b> | <b>1.101</b> | <b>1.268</b> |

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

|  | 2022         |                             | 2021         |                             | 2020         |                             |
|--|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|
|  | (€ milioni)  | (Numero pozzi in quota Eni) | (€ milioni)  | (Numero pozzi in quota Eni) | (€ milioni)  | (Numero pozzi in quota Eni) |
| <b>Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa</b>         |              |                             |              |                             |              |                             |
| - fino a 1 anno  | 216          | 5,0                         | 175          | 4,0                         | 157          | 6,7                         |
| - da 1 a 3 anni  | 246          | 4,9                         | 269          | 12,2                        | 250          | 11,0                        |
| - oltre 3 anni   | 623          | 13,9                        | 657          | 19,7                        | 861          | 19,3                        |
|  | <b>1.085</b> | <b>23,8</b>                 | <b>1.101</b> | <b>35,9</b>                 | <b>1.268</b> | <b>37,0</b>                 |
| <b>Costi capitalizzati di pozzi sospesi</b>                              |              |                             |              |                             |              |                             |
| - progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi                      | 204          | 4,5                         | 175          | 4,0                         | 157          | 6,7                         |
| - progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso             | 579          | 11,3                        | 567          | 17,9                        | 631          | 14,9                        |
| - progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento | 302          | 8,0                         | 359          | 14,0                        | 480          | 15,4                        |
|  | <b>1.085</b> | <b>23,8</b>                 | <b>1.101</b> | <b>35,9</b>                 | <b>1.268</b> | <b>37,0</b>                 |

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€302 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali paesi di presenza (Nigeria, Egitto, Indonesia, Congo e Algeria).

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni

in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

| (€ milioni)                            | Congo      | Nigeria    | Turkmenistan | USA        | Algeria    | Egitto    | Emirati Arabi Uniti | Italia   | Totale       |
|--|------------|------------|--------------|------------|------------|-----------|---------------------|----------|--------------|
| <b>2022</b>                            |            |            |              |            |            |           |                     |          |              |
| <b>Valore iniziale</b>                 | <b>218</b> | <b>892</b> | <b>3</b>     | <b>68</b>  | <b>114</b> | <b>16</b> | <b>508</b>          |          | <b>1.819</b> |
| Investimenti                           |            | 11         |              |            | 110        | (2)       |                     | 2        | 121          |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | (28)       |            | 93           | (56)       |            |           |                     |          | 9            |
| Riclassifica a Proved Mineral Interest | (6)        |            |              |            | (19)       | (12)      | (19)                |          | (56)         |
| Differenze di cambio da conversione    | 14         | 55         | (1)          | 4          | 6          | 1         | 31                  |          | 110          |
| <b>Valore finale</b>                   | <b>198</b> | <b>958</b> | <b>95</b>    | <b>16</b>  | <b>211</b> | <b>3</b>  | <b>520</b>          | <b>2</b> | <b>2.003</b> |
| <b>2021</b>                            |            |            |              |            |            |           |                     |          |              |
| <b>Valore iniziale</b>                 | <b>203</b> | <b>860</b> |              | <b>114</b> | <b>100</b> | <b>18</b> | <b>468</b>          |          | <b>1.763</b> |
| Investimenti                           |            |            |              | 3          | 6          |           |                     |          | 9            |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | (1)        |            | 3            | 35         |            | (2)       |                     |          | 35           |
| Riclassifica a Proved Mineral Interest |            | (48)       |              | (92)       |            | (1)       |                     |          | (141)        |
| Differenze di cambio da conversione    | 16         | 80         |              | 8          | 8          | 1         | 40                  |          | 153          |
| <b>Valore finale</b>                   | <b>218</b> | <b>892</b> | <b>3</b>     | <b>68</b>  | <b>114</b> | <b>16</b> | <b>508</b>          |          | <b>1.819</b> |

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €920 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.250 milioni. Il management ritiene che i rischi legali connessi ai presunti reati di corruzione internazionale all'atto del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza siano venuti meno nel corso del 2022 a seguito della conclusione favorevole per Eni del procedimento giudiziario innanzi al Tribunale di Milano; il filone nigeriano è descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni ha fatto domanda di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) presso le competenti autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo verificato la presenza di tutti i requisiti contrattuali per la conversione e il rispetto di tutte le condizioni. Considerata l'inazione della Autorità nigeriane e il protrarsi della situazione di stallo, Eni sta portando avanti un arbitrato proposto nel 2020 presso l'ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore

dell'asset, chiedendo un risarcimento che riconosca a Eni il fair value. Eni ritiene di avere delle solide argomentazioni a tutela delle proprie pretese e su questa base ha confermato il valore di libro dell'asset. Tale tenuta è confermata anche nella stima del valore recuperabile nella prospettiva di utilizzo economico assumendone la conversione/sviluppo, la rischiatra al WACC paese (8%) e l'assunzione di ulteriori ritardi nell'avvio delle attività.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €21.715 milioni (€20.796 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €380 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €115 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

## 13 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

| (€ milioni)                            | Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO) | Mezzi navali di perforazione (Drilling rig) | Mezzi navali e relative basi e relative basi e relative basi di trasporto Oil & Gas | Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio | Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas | Immobili per uffici | Autoveicoli | Altre tipologie | Totale       |
|--|--|---|---|---|---|---------------------|-------------|-----------------|--------------|
| <b>2022</b>                            |  |   |   |   |   |                     |             |                 |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>2.667</b>                                   | <b>183</b>                                  | <b>575</b>  | <b>454</b>  | <b>14</b>   | <b>618</b>          | <b>48</b>   | <b>262</b>      | <b>4.821</b> |
| Incrementi                             | 1.342  | 189   | 530   | 76  | 28  | 108                 | 21          | 110             | 2.404        |
| Ammortamenti <sup>(*)</sup>            | (226)  | (197)                                       | (303)   | (70)  | (13)  | (130)               | (21)        | (53)            | (1.013)      |
| Svalutazioni                           |  |   | (5)   |   | (5)   |                     | (1)         | (7)             | (18)         |
| Riprese di valore                      |  |   | 14  |   |   |                     |             |                 | 14           |
| Differenze di cambio da conversione    | 239  | 12  | 10  | 3   |   | 3                   |             |                 | 267          |
| Variazione dell'area di consolidamento | (1.878)  | (34)  | (39)  |   |   | (1)                 |             | 73              | (1.879)      |
| Altre variazioni                       | (2)  | (5)   | (100)   | (6)   | (5)   | (3)                 | (5)         | (24)            | (150)        |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>2.142</b>                                   | <b>148</b>                                  | <b>682</b>  | <b>457</b>  | <b>19</b>   | <b>595</b>          | <b>42</b>   | <b>361</b>      | <b>4.446</b> |
| Valore finale lordo                    | 2.507  | 516   | 1.360   | 734   | 87  | 1.010               | 86          | 562             | 6.862        |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 365  | 368   | 678   | 277   | 68  | 415                 | 44          | 201             | 2.416        |
| <b>2021</b>                            |  |   |   |   |   |                     |             |                 |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>2.672</b>                                   | <b>244</b>                                  | <b>446</b>  | <b>424</b>  | <b>11</b>   | <b>652</b>          | <b>32</b>   | <b>162</b>      | <b>4.643</b> |
| Incrementi                             |  | 215   | 583   | 104   | 23  | 34                  | 40          | 105             | 1.104        |
| Ammortamenti <sup>(*)</sup>            | (217)  | (170)                                       | (274)   | (63)  | (11)  | (122)               | (22)        | (49)            | (928)        |
| Svalutazioni                           |  |   | (25)  | (6)   | (14)  |                     |             | (14)            | (59)         |
| Differenze di cambio da conversione    | 213  | 12  | 11  | 3   |   | 8                   |             | 6               | 253          |
| Variazione dell'area di consolidamento |  |   |   |   |   | (6)                 |             | 116             | 110          |
| Altre variazioni                       | (1)  | (118)                                       | (166)   | (8)   | 5   | 52                  | (2)         | (64)            | (302)        |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>2.667</b>                                   | <b>183</b>                                  | <b>575</b>  | <b>454</b>  | <b>14</b>   | <b>618</b>          | <b>48</b>   | <b>262</b>      | <b>4.821</b> |
| Valore finale lordo                    | 3.366  | 572   | 1.268   | 666   | 66  | 948                 | 84          | 433             | 7.403        |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 699  | 389   | 693   | 212   | 52  | 330                 | 36          | 171             | 2.582        |

(\*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €4.446 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.653 milioni (€3.195 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 17 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €800 milioni (€765 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €548 milioni (€541 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

Gli incrementi sono riferiti principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €1.835 milioni relativi all'avvio delle operazioni dell'unità FPSO nell'Area 1 nell'offshore del Messico (€1.342 milioni), mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas (€223 milioni) e il noleggio di "rig" di perforazione (€189 milioni); (ii) alla linea di business Refining & Marketing per €357 milioni e riguardano in particolare la locazione di mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA (€252 milioni), nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato

al business car sharing (€83 milioni); (iii) al settore Corporate e Altre attività per 91 milioni e riguardano un nuovo aereo ceduto e riacquistato mediante la formula del leaseback (€54 milioni) e locazione di beni per le attività di staff (auto aziendali, informatica, immobili) (€33 milioni); (iv) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €82 milioni e riguardano navi per il trasporto del GNL (€78 milioni).

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €1.952 milioni al deconsolidamento delle società angolane conferite alla JV Azule Energy Holdings Ltd e, in aumento, per €73 milioni al consolidamento delle società acquisite dalla linea di business Plenitude.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €268 milioni; (iii) contratti relativi a nuovi rig di perforazione per €188 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €1.180 milioni; (ii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €121 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €168 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

| (€ milioni)                                | Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | Passività per beni in leasing a lungo termine | Totale       |
|--|--|---|--------------|
| <b>2022</b>                                |  |   |              |
| <b>Valore iniziale</b>                     | <b>948</b>   | <b>4.389</b>                                  | <b>5.337</b> |
| Incrementi                                 |  | 2.401   | 2.401        |
| Decrementi                                 | (980)  | (14)  | (994)        |
| Differenze di cambio da conversione        | 43   | 242   | 285          |
| Variazione dell'area di consolidamento     | (299)  | (1.654)                                       | (1.953)      |
| Altre variazioni                           | 1.172  | (1.297)                                       | (125)        |
| <b>Valore finale</b>                       | <b>884</b>   | <b>4.067</b>                                  | <b>4.951</b> |
| <b>2021</b>                                |  |   |              |
| <b>Valore iniziale</b>                     | <b>849</b>   | <b>4.169</b>                                  | <b>5.018</b> |
| Incrementi                                 |  | 1.102   | 1.102        |
| Decrementi                                 | (934)  | (5)   | (939)        |
| <b>Differenze di cambio da conversione</b> | <b>38</b>  | <b>231</b>                                    | <b>269</b>   |
| Variazione dell'area di consolidamento     | 14   | 89  | 103          |
| Altre variazioni                           | 981  | (1.197)                                       | (216)        |
| <b>Valore finale</b>                       | <b>948</b>   | <b>4.389</b>                                  | <b>5.337</b> |

La passività per beni in leasing è riferibile per €494 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €994 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €315 milioni. La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.296 milioni e in euro per €1.491 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         | 2020         |
|---|--------------|--------------|--------------|
| <b>Altri ricavi e proventi</b>  |              |              |              |
| - proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing                           | 6            | 18           | 12           |
|   | <b>6</b>     | <b>18</b>    | <b>12</b>    |
| <b>Acquisti, prestazioni e costi diversi</b>  |              |              |              |
| - leasing di breve durata   | 113          | 85           | 67           |
| - leasing di modico valore  | 27           | 31           | 37           |
| - canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing             | 14           | 14           | 7            |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali                                      | (5)          | (4)          | (2)          |
|   | <b>149</b>   | <b>126</b>   | <b>109</b>   |
| <b>Ammortamenti e svalutazioni</b>  |              |              |              |
| - ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing  | 1.013        | 928          | 928          |
| - capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali | (186)        | (110)        | (96)         |
| - svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing  | 18           | 59           | 47           |
| - riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing                                   | (14)         |              |              |
|   | <b>831</b>   | <b>877</b>   | <b>879</b>   |
| <b>Proventi (oneri) finanziari</b>  |              |              |              |
| - interessi passivi su passività per beni in leasing                                      | (315)        | (304)        | (347)        |
| - oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali        | 8            | 5            | 7            |
| - differenze di cambio nette su passività per beni in leasing                             | (4)          | (34)         | 24           |
|   | <b>(311)</b> | <b>(333)</b> | <b>(316)</b> |

## 14 Attività immateriali

| (€ milioni)                            | Diritti e potenziale esplorativo | Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | Altre attività immateriali | Attività immateriali a vita utile definita | Goodwill     | Altre attività a vita utile indefinita | Totale       |
|--|----------------------------------|---|----------------------------|--|--------------|--|--------------|
| <b>2022</b>                            |                                  |   |                            |  |              |  |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>913</b>                       | <b>155</b>  | <b>845</b>                 | <b>1.913</b>                               | <b>2.862</b> | <b>24</b>                              | <b>4.799</b> |
| Investimenti                           | 53                               | 28  | 275                        | 356  |              |  | 356          |
| Ammortamenti                           | (12)                             | (74)  | (224)                      | (310)                                      |              |  | (310)        |
| Svalutazioni                           |                                  |   | (14)                       | (14)                                       | (153)        |  | (167)        |
| Radiazioni                             | (13)                             |   |                            | (13)                                       |              |  | (13)         |
| Variazione dell'area di consolidamento | (200)                            |   | 391                        | 191  | 482          |  | 673          |
| Differenze di cambio da conversione    | 54                               |   | 1                          | 55   | 11           |  | 66           |
| Altre variazioni                       | (2)                              | 67  | 120                        | 185  | (64)         |  | 121          |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>793</b>                       | <b>176</b>  | <b>1.394</b>               | <b>2.363</b>                               | <b>3.138</b> | <b>24</b>                              | <b>5.525</b> |
| Valore finale lordo                    | 1.428                            | 1.806   | 3.705                      | 6.939                                      |              |  |              |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 635                              | 1.630   | 2.311                      | 4.576                                      |              |  |              |
| <b>2021</b>                            |                                  |   |                            |  |              |  |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>888</b>                       | <b>162</b>  | <b>589</b>                 | <b>1.639</b>                               | <b>1.297</b> |  | <b>2.936</b> |
| Investimenti                           | 12                               | 28  | 244                        | 284  |              |  | 284          |
| Ammortamenti                           | (30)                             | (89)  | (168)                      | (287)                                      |              |  | (287)        |
| Svalutazioni                           |                                  | (2)   | (14)                       | (16)                                       | (22)         |  | (38)         |
| Riprese di valore                      | 21                               |   |                            | 21   |              |  | 21           |
| Radiazioni                             | (35)                             |   |                            | (35)                                       |              |  | (35)         |
| Variazione dell'area di consolidamento |                                  | 11  | 226                        | 237  | 1.574        | 24                                     | 1.835        |
| Differenze di cambio da conversione    | 57                               |   | 2                          | 59   | 13           |  | 72           |
| Altre variazioni                       |                                  | 45  | (34)                       | 11   |              |  | 11           |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>913</b>                       | <b>155</b>  | <b>845</b>                 | <b>1.913</b>                               | <b>2.862</b> | <b>24</b>                              | <b>4.799</b> |
| Valore finale lordo                    | 1.707                            | 1.709   | 4.843                      | 8.259                                      |              |  |              |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 794                              | 1.554   | 3.998                      | 6.346                                      |              |  |              |

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Egitto, Mozambico, Emirati Arabi Uniti, Costa d'Avorio e Gabon.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

| (€ milioni)                  | 31.12.2022 | 31.12.2021 |
|------------------------------|------------|------------|
| Diritti esplorativi proved   | 104        | 236        |
| Diritti esplorativi unproved | 689        | 677        |
|                              | <b>793</b> | <b>913</b> |

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €13 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguardano: (i) per €200 milioni il deconsolidamento delle società Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite alla joint venture Azule Energy Holdings Ltd; (ii) per €391 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività renewables di Plenitude e sono riferite in particolare a PLT Energia Srl e SEF Srl (€217 milioni) e Energía Eólica Boreas SLU (€153 milioni).

Le altre variazioni relative alle attività immateriali a vita utile definita riguardano per €277 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2021 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni

sono riportate alla nota n. 27 – Altre informazioni) e per €115 milioni il decremento relativo alla riclassifica ad attività destinate alla vendita dei diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA relativo alla cessione del 49,9% della società consolidata Eni Corridor Srl (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili). Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €692 milioni (€139 milioni al 31 dicembre 2021) di cui €615 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili; (ii) attività per acquisizione di clientela della linea business Plenitude di €358 milioni (€348 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) customer relationship per €101 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€109 milioni al 31 dicembre 2021).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2021:

| (%)   |         |
|---|---------|
| Diritti e potenziale esplorativo  | UOP     |
| Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili                                 | 3 - 33  |
| Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 20 - 33 |
| Attività per acquisizione della clientela   | 17 - 33 |
| Altre immobilizzazioni immateriali  | 3 - 20  |

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.662 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

| (€ milioni)                | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|----------------------------|--------------|--------------|
| Plenitude                  | 2.927        | 2.446        |
| Refining & Marketing       | 102          | 173          |
| Exploration & Production   |              | 139          |
| Chimica                    | 93           | 93           |
| Corporate e Altre attività | 16           | 11           |
|                            | <b>3.138</b> | <b>2.862</b> |

La svalutazione del goodwill nel 2022 è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production.

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €412 milioni all'acquisizione del 100% di PLT Energia Srl e SEF Srl; (ii) per €52 milioni all'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA); (iii) per €18 milioni all'acquisizione del 100% della società Energía Eólica Boreas SLU.

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 – Business combination.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

La linea di business Plenitude è attiva nella commercializzazione retail di gas naturale ed energia elettrica, nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella gestione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici. Plenitude ha fatto diverse acquisizioni in ciascuna delle suddette attività che hanno portato alla rilevazione di valori significativi di goodwill negli esercizi precedenti e nel 2022 come descritto alla nota n. 5 – Business combination e altre transazioni significative.

L'avviamento allocato al business retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.214 milioni ed è stato sottoposto a test di recuperabilità creando un'unica CGU che copre tutti i mercati europei in cui Plenitude svolge le proprie attività retail, considerando l'esistenza di sinergie cross-market e di integrazione geografica. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2021. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei paesi di operatività, compresi in un range 4,2% - 4,3%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del

tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €7 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Nella linea di business Plenitude relativa alle attività rinnovabili, le CGU sono state individuate a livello di progetto significativo, in alcuni casi raggruppati a livello societario per i progetti/impianti caratterizzati da rilevanti sinergie. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. Per le acquisizioni 2022, l'impairment è stato condotto aggiornando il modello di valutazione utilizzato per l'acquisizione confermando la recuperabilità dei goodwill allocati alle varie CGU.

L'avviamento allocato al business rinnovabili pari a €995 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia) è stato allocato al complesso delle attività ai fini della verifica della recuperabilità.

L'impairment test è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management; per gli anni successivi la proiezione coincide con la vita economico tecnica degli impianti. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,2% e il 5,8%. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €250 milioni si azzerava in caso di incremento medio di 1 punto percentuale del WACC.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività E-mobility pari a €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

Tale goodwill è stato testato ai fini della recuperabilità sulla base dei flussi di cassa attesi del business basati sul piano quadriennale approvato e sulla perpetuity dell'ultimo anno di piano scontati al WACC del 10,7% e tasso di crescita che riflette le previsioni di adozione dei veicoli elettrici. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato, evidenziando un headroom di circa €1 miliardo per il quale non vi sono assunzioni razionali che ne comportino l'azzeramento.

## 15 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

La recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato. La determinazione dei flussi di cassa attesi associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione al futuro andamento di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, compreso gli oneri di CO<sub>2</sub> relativamente alle geografie

dove vi sono obblighi legali, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Le previsioni di prezzo adottate da Eni sono elaborate sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta nel lungo termine, considerando la possibile evoluzione del mix energetico globale al 2050 in relazione agli impegni di decarbonizzazione degli Stati e dell'EU in vista del conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze

dei consumatori. Tali assunzioni sono riflesse nelle strategie aziendali e nelle decisioni d'investimento, oltre che essere impiegate nelle valutazioni di recuperabilità del valore contabile dei progetti Oil & Gas.

Con riferimento al breve termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo, che riguarda la neutralità carbonica al 2050. In coerenza con tale percorso e con

la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato uno scenario prezzi degli idrocarburi mid-cycle che assume l'equilibrio tra domanda e offerta globale, la moderazione della crescita economica e delle pressioni inflazionistiche e il progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici definiti dall'Accordo di Parigi. Le previsioni prezzo dello scenario mid-cycle rappresentano la miglior stima del management e costituiscono la base per le decisioni d'investimento, i piani operativi e i test di recuperabilità degli asset Oil & Gas Eni.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, in moneta reale 2021:

|                                      | 2023 | 2025 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Petrolio Brent \$/bbl                | 73   | 63   | 62   | 53   | 43   |
| Prezzo del gas naturale TTF \$/mmBtu | 23,5 | 13,5 | 6,0  | 6,0  | 5,3  |

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del capital asset pricing model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P500, sia un premio aggiuntivo che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2022, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 7%, invariato rispetto al 2021 per effetto di un minore costo dell'equity dovuto alla riduzione del rischio finanziario della società, che ha compensato l'aumento dei tassi risk-free. Tale tasso è declinato nei diversi paesi di conduzione delle attività Oil & Gas aggiungendo un premio differenziale rispetto al medio di portafoglio che sconta gli specifici rischi operativi di ciascuna geografia (WACC adjusted).

Sulla base dello scenario prezzi descritto e dei WACC paese così determinati, si registra la sostanziale tenuta dei valori d'iscrizione delle proprietà, ad eccezione di alcuni asset che sono stati allineati ai minori valori recuperabili per effetto di revisioni negative delle riserve e/o dei costi, rilevando €432 milioni di svalutazioni nette. Le geografie interessate sono state princi-

palmente UK, Congo, Egitto, USA e Algeria, in questo caso per rilascio di una concessione. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 6,2%-11,1%.

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) pari a circa il 100% del valore di libro degli asset. L'headroom del portafoglio complessivo sconta i costi attesi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della partecipazione ai progetti di conservazione delle foreste, che afferiscono al framework REDD+ definito dalle Nazioni Unite. Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi ASA e Azule Energy Holdings Ltd e un asset oggetto di arbitrato. Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato le seguenti analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a differenti scenari: (i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO<sub>2</sub> dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA.

Di seguito i risultati in termini di variazione dell'headroom e di potenziali impatti di conto economico pre-tax:

|  | Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro |                                      | Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2021 |                    |  |
|--|---|--------------------------------------|--|--------------------|--|
|  | Costi CO <sub>2</sub> deducibili                        | Costi CO <sub>2</sub> non deducibili | Prezzo Brent                                 | Prezzo gas europeo | Costo CO <sub>2</sub>  |
| <b>Scenario Eni</b>                        | >100%   | -                                    | 43 \$/bbl                                    | 5,3 \$/mmBTU       | Proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry |
| <b>Haircut del 10% prezzi scenario Eni</b> | 80%   | -                                    | 39 \$/bbl                                    | 4,8 \$/mmBTU       | Proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry |
| <b>Scenario IEA NZE 2050</b>               | 55%   | 49%                                  | 24 \$/bbl                                    | 3,8 \$/mmBTU       | 250-180\$ per tonnellata di CO <sub>2</sub> <sup>(*)</sup>             |

(\*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente".

## Sensitivity - 10% allo scenario prezzi per le valutazioni di bilancio

| (€ miliardi)                      | Sensitivity |
|-----------------------------------|-------------|
| Attività Exploration & Production | (0,7)       |

Prezzi degli idrocarburi e costi della CO<sub>2</sub> dallo scenario IEA NZE 2050

| (€ miliardi)                      | Sensitivity                      |                                      |
|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|
|                                   | Costi CO <sub>2</sub> deducibili | Costi CO <sub>2</sub> non deducibili |
| Attività Exploration & Production | (2,1)                            | (2,8)                                |

Queste sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period.

La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Chimica

e Generazione elettrica da gas a motivo dei valori contabili residuali poco significativi delle immobilizzazioni materiali (rispettivamente, €595 milioni e €690 milioni) e della vita economico-tecnica, mentre nessun impatto può essere associato alle raffinerie considerando che i loro valori contabili sono pari a zero.

## 16 Partecipazioni

## PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni)                                     | 2022                                  |                                 |                                     |               | 2021                                  |                                 |                                     |              |
|---|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------|
|   | Partecipazioni in imprese controllate | Partecipazioni in joint venture | Partecipazioni in imprese collegate | Totale        | Partecipazioni in imprese controllate | Partecipazioni in joint venture | Partecipazioni in imprese collegate | Totale       |
| <b>Valore iniziale</b>                          | <b>44</b>                             | <b>2.057</b>                    | <b>3.786</b>                        | <b>5.887</b>  | <b>80</b>                             | <b>2.832</b>                    | <b>3.837</b>                        | <b>6.749</b> |
| Acquisizioni e sottoscrizioni                   | 21                                    | 900                             | 686                                 | 1.607         | 1                                     | 558                             | 103                                 | 662          |
| Cessioni e rimborsi                             | (2)                                   | (1)                             | (477)                               | (480)         | (21)                                  | (231)                           | (133)                               | (385)        |
| Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto  | 5                                     | 474                             | 1.684                               | 2.163         | 6                                     | 31                              | 165                                 | 202          |
| Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto | (6)                                   | (197)                           | (82)                                | (285)         | (3)                                   | (910)                           | (381)                               | (1.294)      |
| Decremento per dividendi                        | (3)                                   | (483)                           | (708)                               | (1.194)       | (25)                                  | (586)                           | (16)                                | (627)        |
| Variazione dell'area di consolidamento          | 5                                     | (710)                           | (1.122)                             | (1.827)       | 5                                     | 355                             |                                     | 360          |
| Differenze di cambio da conversione             | 2                                     | (231)                           | 230                                 | 1             | 2                                     | 83                              | 296                                 | 381          |
| Altre variazioni                                | (16)                                  | 5.256                           | 980                                 | 6.220         | (1)                                   | (75)                            | (85)                                | (161)        |
| <b>Valore finale</b>                            | <b>50</b>                             | <b>7.065</b>                    | <b>4.977</b>                        | <b>12.092</b> | <b>44</b>                             | <b>2.057</b>                    | <b>3.786</b>                        | <b>5.887</b> |

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €624 milioni il versamento in conto aumento di capitale di Saipem SpA; (ii) per €306 milioni l'accordo di partnership per l'acquisto di una quota azionaria del 25% nella Qatar Liquefied Gas Company Limited (9) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125% nel progetto che prevede lo sviluppo delle riserve di gas naturale del Paese mediante costruzione di im-

pianto di liquefazione su più treni della capacità combinata di 32 milioni di tonnellate/anno (MTPA); (iii) per €161 milioni l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd che sta sviluppando l'omonimo progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico. Nel corso del 2022 la società è stata conferita alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%). Le cessioni e rimborsi riguardano: (i) il rimborso di capitale di

Angola LNG Ltd per €375 milioni; (ii) la cessione di una quota del 6% di Vår Energi ASA per €91 milioni a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive vendite effettuate sul mercato.

Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per €691 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €455 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €359 milioni; (iv) Angola LNG Ltd di €290 milioni; (v) ADNOC Global Trading Ltd per €170 milioni; (vi) Coral FLNG SA per €140 milioni.

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem SpA per €82 milioni; (ii) Mozambique Rovuma Venture SpA per €72 milioni; (iii) Novamont SpA per €53 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per €475 milioni alla Azu-

le Energy Holdings Ltd, per €469 milioni alla Vår Energi ASA, per €142 milioni alla Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) e per €54 milioni alla ADNOC Global Trading Ltd.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €1.122 milioni alla Angola LNG Ltd che è stata conferita nella business combination Azule Energy Holdings Ltd e per €731 milioni alle Dogger Bank (A, B e C) che sono state conferite nella business combination Vårgrønn AS. Le business combination sono commentate alla nota n. 5 – Business combination.

Le altre variazioni comprendono l'inserimento della joint venture Azule Energy Holdings Ltd per €5.352 milioni e della joint venture Vårgrønn AS per €374 milioni.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

| (€ milioni)  | 31.12.2022       |                     | 31.12.2021       |                     |
|--|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|  | Valore contabile | % di partecipazione | Valore contabile | % di partecipazione |
| <b>Imprese controllate:</b>                          |                  |                     |                  |                     |
| - Eni BTC Ltd  | 1                | 100,00              | 2                | 100,00              |
| - Altre  | 49               |                     | 42               |                     |
|  | <b>50</b>        |                     | <b>44</b>        |                     |
| <b>Imprese in joint venture:</b>                     |                  |                     |                  |                     |
| - Azule Energy Holdings Ltd                          | 5.073            | 50,00               |                  |                     |
| - Saipem SpA   | 645              | 31,20               | 137              | 31,20               |
| - Cardón IV SA                                       | 433              | 50,00               | 279              | 50,00               |
| - Vårgrønn AS  | 370              | 65,00               | 3                | 69,60               |
| - Mozambique Rovuma Venture SpA                      | 308              | 35,71               | 355              | 35,71               |
| - GreenIT SpA  | 74               | 51,00               | 9                | 51,00               |
| - Lotte Versalis Elastomers Co Ltd                   | 41               | 50,00               | 54               | 50,00               |
| - Hergo Renewables SpA                               | 33               | 65,00               |                  |                     |
| - Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA            | 29               | 70,00               | 27               | 70,00               |
| - Vår Energi AS                                      |                  |                     | 645              | 69,85               |
| - Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd |                  |                     | 246              | 20,00               |
| - Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd |                  |                     | 238              | 20,00               |
| - Altre  | 59               |                     | 64               |                     |
|  | <b>7.065</b>     |                     | <b>2.057</b>     |                     |
| <b>Imprese collegate:</b>                            |                  |                     |                  |                     |
| - Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)           | 2.497            | 20,00               | 2.151            | 20,00               |
| - Vår Energi ASA                                     | 763              | 63,08               |                  |                     |
| - Coral FLNG SA                                      | 330              | 25,00               | 156              | 25,00               |
| - Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)            | 302              | 25,00               |                  |                     |
| - Novamont SpA                                       | 255              | 35,00               |                  |                     |
| - ADNOC Global Trading Ltd                           | 158              | 20,00               | 42               | 20,00               |
| - Novis Renewables Holdings Llc                      | 74               | 49,00               | 75               | 49,00               |
| - Bluebell Solar Class A Holdings II Llc             | 73               | 99,00               | 71               | 99,00               |
| - United Gas Derivatives Co                          | 72               | 33,33               | 75               | 33,33               |
| - Angola LNG Ltd                                     |                  |                     | 1.084            | 13,60               |
| - Altre  | 453              |                     | 132              |                     |
|  | <b>4.977</b>     |                     | <b>3.786</b>     |                     |
|  | <b>12.092</b>    |                     | <b>5.887</b>     |                     |

La partecipazione posseduta nella società Vår Energi ASA è stata riclassificata da joint venture a collegata a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive operazioni di "private placement" presso investitori istituzionali. La partecipazione nella società Novamont SpA è stata riclassificata da altra partecipazione a collegata a seguito dell'accordo raggiunto tra Eni e Novamont che ha risolto le controversie sulla gestione della compartecipata in joint venture Matrica, impegnata nello sviluppo di filiere di chimica rinnovabile, con aumento della quota di partecipazione Eni in Novamont.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €74 milioni.

Al 31 dicembre 2022 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, uniche società quotate in borsa partecipata da Eni valutate ad equity, sono i seguenti:

|                               | Saipem SpA  | Vår Energi ASA |
|-------------------------------|-------------|----------------|
| Numero di azioni ordinarie    | 622.476.192 | 1.574.616.035  |
| % di partecipazione           | 31,20       | 63,08          |
| Prezzo delle azioni (€)       | 1,12750     | 3,19470        |
| Valore di mercato (€ milioni) | 702         | 5.030          |
| Valore di libro (€ milioni)   | 645         | 763            |

Al 31 dicembre 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €57 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata.

Al 31 dicembre 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo

Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €4.267 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

## Altre partecipazioni

| (€ milioni)                                 | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| <b>Valore iniziale</b>                      | <b>1.294</b> | <b>957</b>   |
| Acquisizioni e sottoscrizioni               | 68           | 175          |
| Valutazione al fair value con effetto a OCI | 56           | 105          |
| Differenze di cambio da conversione         | 42           | 57           |
| Altre variazioni                            | (258)        |              |
| <b>Valore finale</b>                        | <b>1.202</b> | <b>1.294</b> |

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono

significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le altre variazioni comprendono la riclassifica a partecipazioni collegate della Novamont SpA per €220 milioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2022 include la Nigeria LNG Ltd per €668 milioni (€637 milioni al 31 dicembre 2021) e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN Zahr' per €108 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2022 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 17 Altre attività finanziarie

| (€ milioni)   | 31.12.2022   |              | 31.12.2021   |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | Correnti     | Non correnti | Correnti     | Non correnti |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine | 11           | 1.911        | 17           | 1.832        |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine | 8            |              | 39           |              |
|   | <b>19</b>    | <b>1.911</b> | <b>56</b>    | <b>1.832</b> |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa             | 1.485        |              | 4.252        |              |
|   | <b>1.504</b> | <b>1.911</b> | <b>4.308</b> | <b>1.832</b> |
| Titoli strumentali all'attività operativa                             |              | 56           |              | 53           |
|   | <b>1.504</b> | <b>1.967</b> | <b>4.308</b> | <b>1.885</b> |

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

| (€ milioni)                         | 2022       | 2021       |
|-------------------------------------|------------|------------|
| <b>Valore iniziale</b>              | <b>403</b> | <b>352</b> |
| Accantonamenti                      | 13         | 41         |
| Utilizzi                            | (43)       | (15)       |
| Differenze di cambio da conversione | 21         | 25         |
| Altre variazioni                    | (3)        |            |
| <b>Valore finale</b>                | <b>391</b> | <b>403</b> |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.823 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.187 milioni (€1.008 milioni al 31 dicembre 2021), impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico; (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €356 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €20 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2021), valutato con la stessa metodologia dei crediti commerciali verso l'ente di Stato.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €164 milioni (€399 milioni al 31 dicembre 2021).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.911 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,8% e 5,1% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €1.266 milioni (€4.233 milioni al 31 dicembre 2021) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €1.329 milioni e €2.038 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani. Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

|                             | Costo<br>Ammortizzato<br>(€ milioni) | Valore<br>Nominale<br>(€ milioni) | Fair<br>Value<br>(€ milioni) | Tasso di<br>rendimento nominale<br>(%) | Anno<br>di scadenza | Classe di<br>rating Moody's | Classe di<br>rating S&P |
|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|--|---------------------|-----------------------------|-------------------------|
| <b>Stati Sovrani</b>        |                                      |                                   |                              |  |                     |                             |                         |
| <b>Tasso fisso</b>          |                                      |                                   |                              |  |                     |                             |                         |
| Italia                      | 20                                   | 20                                | 18                           | da 0,0 a 2,65                          | dal 2022 al 2031    | Baa3                        | BBB                     |
| Altri <sup>(*)</sup>        | 24                                   | 25                                | 23                           | da 0,0 a 0,20                          | dal 2023 al 2026    | da Aa1 a Baa1               | da AA+ a A-             |
| <b>Tasso variabile</b>      |                                      |                                   |                              |  |                     |                             |                         |
| Italia                      | 12                                   | 12                                | 12                           | da 1,51 a 2,96                         | dal 2024 al 2026    | Baa3                        | BBB                     |
| <b>Totale Stati Sovrani</b> | <b>56</b>                            | <b>57</b>                         | <b>53</b>                    |  |                     |                             |                         |

(\*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 18 Debiti commerciali e altri debiti

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Debiti commerciali  | 19.527        | 16.795        |
| Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione | 606           | 552           |
| Debiti verso fornitori per attività di investimento                     | 2.561         | 1.732         |
| Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione          | 1.235         | 1.188         |
| Debiti verso altri  | 1.780         | 1.453         |
|   | <b>25.709</b> | <b>21.720</b> |

L'incremento dei debiti commerciali di €2.732 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €1.281 milioni e Refining & Marketing e Chimica per €1.248 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €284 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) debiti verso il personale per €255 milioni (€328 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €246 milioni; (iv) debiti verso

istituti di previdenza e sicurezza sociale per €100 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €14.970 milioni e €10.048 milioni.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 19 Passività finanziarie

| (€ milioni)  | 31.12.2022                            |  |                                       |               | 31.12.2021                            |  |                                       |               |
|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|
|  | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale        | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale        |
| Banche   | 3.645                                 | 851  | 1.999                                 | <b>6.495</b>  | 362                                   | 347  | 4.650                                 | <b>5.359</b>  |
| Obbligazioni ordinarie                               |                                       | 2.140  | 16.372                                | <b>18.512</b> |                                       | 913  | 18.049                                | <b>18.962</b> |
| Obbligazioni convertibili                            |                                       |  |                                       |               |                                       | 399  |                                       | <b>399</b>    |
| Obbligazioni sustainability-linked                   |                                       | 2  | 996                                   | <b>998</b>    |                                       | 2  | 996                                   | <b>998</b>    |
| Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito | 34                                    |  |                                       | <b>34</b>     | 836                                   |  |                                       | <b>836</b>    |
| Altri finanziatori                                   | 767                                   | 104  | 7                                     | <b>878</b>    | 1.101                                 | 120  | 19                                    | <b>1.240</b>  |
|  | <b>4.446</b>                          | <b>3.097</b>   | <b>19.374</b>                         | <b>26.917</b> | <b>2.299</b>                          | <b>1.781</b>   | <b>23.714</b>                         | <b>27.794</b> |

Il decremento delle passività finanziarie di €877 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Al 31 dicembre 2022 le passività finanziarie con banche comprendono per €1.300 milioni contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di ri-

chiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €862 milioni e a €899 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per €15,8 miliardi.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €14.953 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.559 milioni.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.723 milioni. Nel corso del 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

| (€ milioni)                          | Importo       | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale        | Valuta | Scadenza |      | Tasso (%) |           |
|--------------------------------------|---------------|--|---------------|--------|----------|------|-----------|-----------|
|                                      |               |  |               |        | da       | a    | da        | a         |
| <b>Società emittente</b>             |               |  |               |        |          |      |           |           |
| <i>Euro Medium Term Notes</i>        |               |  |               |        |          |      |           |           |
| Eni SpA                              | 1.200         | 15   | 1.215         | EUR    |          | 2025 |           | 3,750     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 29   | 1.029         | EUR    |          | 2029 |           | 3,625     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 15   | 1.015         | EUR    |          | 2023 |           | 3,250     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 11   | 1.011         | EUR    |          | 2026 |           | 1,500     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 10   | 1.010         | EUR    |          | 2031 |           | 2,000     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 3  | 1.003         | EUR    |          | 2026 |           | 1,250     |
| Eni SpA                              | 1.000         | 3  | 1.003         | EUR    |          | 2030 |           | 0,625     |
| Eni SpA                              | 900           |  | 900           | EUR    |          | 2024 |           | 0,625     |
| Eni SpA                              | 800           | 2  | 802           | EUR    |          | 2028 |           | 1,625     |
| Eni SpA                              | 750           | 11   | 761           | EUR    |          | 2024 |           | 1,750     |
| Eni SpA                              | 750           | 8  | 758           | EUR    |          | 2027 |           | 1,500     |
| Eni SpA                              | 750           | (3)  | 747           | EUR    |          | 2034 |           | 1,000     |
| Eni SpA                              | 650           | 4  | 654           | EUR    |          | 2025 |           | 1,000     |
| Eni SpA                              | 600           | (2)  | 598           | EUR    |          | 2028 |           | 1,125     |
| Eni Finance International SA         | 1.639         | 6  | 1.645         | USD    | 2026     | 2027 |           | variabile |
| Eni Finance International SA         | 795           | 7  | 802           | EUR    | 2025     | 2043 | 1,275     | 5,441     |
|                                      | <b>14.834</b> | <b>119</b>                                 | <b>14.953</b> |        |          |      |           |           |
| <i>Altri prestiti obbligazionari</i> |               |  |               |        |          |      |           |           |
| Eni SpA                              | 937           | 10   | 947           | USD    |          | 2023 |           | 4,000     |
| Eni SpA                              | 937           | 5  | 942           | USD    |          | 2028 |           | 4,750     |
| Eni SpA                              | 937           | 1  | 938           | USD    |          | 2029 |           | 4,250     |
| Eni SpA                              | 328           | 1  | 329           | USD    |          | 2040 |           | 5,700     |
| Eni USA Inc                          | 375           |  | 375           | USD    |          | 2027 |           | 7,300     |
| PLT Wind 2022 SpA                    | 18            |  | 18            | EUR    |          | 2031 |           | variabile |
| SEF Srl                              | 10            |  | 10            | EUR    |          | 2026 |           | 7,000     |
|                                      | <b>3.542</b>  | <b>17</b>                                  | <b>3.559</b>  |        |          |      |           |           |
|                                      | <b>18.376</b> | <b>136</b>                                 | <b>18.512</b> |        |          |      |           |           |

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, Eni ha emesso nel 2021 obbligazioni sustainability-linked per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate

di CO<sub>2</sub> equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili almeno 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked emesse da Eni SpA sono le seguenti:

| (€ milioni) | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale | Valuta | Scadenza | Tasso (%) |
|-------------|---------|--|--------|--------|----------|-----------|
| Eni SpA     | 1.000   | (2)  | 998    | EUR    | 2028     | 0,375     |

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

|               | 31.12.2022  |                 |  |                 | 31.12.2021  |                 |  |                 |
|---------------|---|-----------------|--|-----------------|---|-----------------|--|-----------------|
|               | Passività finanziarie a breve termine (€ milioni) | Tasso medio (%) | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni) | Tasso medio (%) | Passività finanziarie a breve termine (€ milioni) | Tasso medio (%) | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni) | Tasso medio (%) |
| Euro          | 3.994   | 0,9             | 17.171   | 1,8             | 1.356   |                 | 20.399   | 1,5             |
| Dollaro USA   | 337   | 2,2             | 5.298  | 5,1             | 928   | 0,2             | 5.096  | 3,8             |
| Altre valute  | 115   |                 | 2  | 2,4             | 15  | (0,3)           |  |                 |
| <b>Totale</b> | <b>4.446</b>                                      |                 | <b>22.471</b>  |                 | <b>2.299</b>                                      |                 | <b>25.495</b>  |                 |

Al 31 dicembre 2022 Eni dispone di linee di credito committed di €8.298 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commis-

sioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Le linee di credito committed si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|---|--------------|--------------|
| Linee di credito sustainability-linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate | 8.100        | 2.800        |
| Altre linee di credito a lungo non utilizzate   | 2            | 20           |
| Linee di credito sustainability-linked a lungo utilizzate                                     |              | 2.050        |
| Altre linee di credito a lungo utilizzate   | 70           | 162          |
| <b>Linee di credito a lungo termine</b>   | <b>8.172</b> | <b>5.032</b> |
| Altre linee di credito a breve non utilizzate   | 43           | 15           |
| Altre linee di credito a breve utilizzate   | 83           | 67           |
| <b>Linee di credito a breve termine</b>   | <b>126</b>   | <b>82</b>    |
|   | <b>8.298</b> | <b>5.114</b> |

Al 31 dicembre 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine si analizza come segue:

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni sustainability-linked | 18.167        | 23.070        |
| Obbligazioni convertibili                                   |               | 513           |
| Banche  | 2.733         | 5.029         |
| Altri finanziatori  | 111           | 138           |
|   | <b>21.011</b> | <b>28.750</b> |

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,8% e 5,1% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

## Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

| (€ milioni)   | Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine | Debiti finanziari a breve termine | Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine | Totale         |
|---|--|-----------------------------------|--|----------------|
| <b>Valore al 31.12.2021</b>                           | <b>25.495</b>  | <b>2.299</b>                      | <b>5.337</b>   | <b>33.131</b>  |
| Variazioni monetarie                                  | (3.944)  | 1.375                             | (994)  | <b>(3.563)</b> |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | 208  | 547                               | 289  | <b>1.044</b>   |
| Variazione area di consolidamento                     | 477  | (95)                              | (1.953)  | <b>(1.571)</b> |
| Altre variazioni non monetarie                        | 235  | 320                               | 2.272  | <b>2.827</b>   |
| <b>Valore al 31.12.2022</b>                           | <b>22.471</b>  | <b>4.446</b>                      | <b>4.951</b>   | <b>31.868</b>  |
| <b>Valore al 31.12.2020</b>                           | <b>23.804</b>  | <b>2.882</b>                      | <b>5.018</b>   | <b>31.704</b>  |
| Variazioni monetarie                                  | 666  | (910)                             | (939)  | <b>(1.183)</b> |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | 255  | 153                               | 303  | <b>711</b>     |
| Variazione area di consolidamento                     | 545  | 160                               | 103  | <b>808</b>     |
| Altre variazioni non monetarie                        | 225  | 14                                | 852  | <b>1.091</b>   |
| <b>Valore al 31.12.2021</b>                           | <b>25.495</b>  | <b>2.299</b>                      | <b>5.337</b>   | <b>33.131</b>  |

La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production per €2.013 milioni e, in aumento, alla linea di business Plenitude per €580 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €2.401 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing (€1.102 milioni al 31 dicembre 2021).

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

| (€ milioni)  | 31.12.2022      | 31.12.2021      |
|--|-----------------|-----------------|
| A. Disponibilità liquide                                 | 3.351           | 2.758           |
| B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide             | 6.804           | 5.496           |
| C. Altre attività finanziarie correnti                   | 9.736           | 10.553          |
| <b>D. Liquidità (A+B+C)</b>                              | <b>19.891</b>   | <b>18.807</b>   |
| E. Debito finanziario corrente                           | 6.588           | 3.613           |
| F. Quota corrente del debito finanziario non corrente    | 1.839           | 1.415           |
| <b>G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)</b>       | <b>8.427</b>    | <b>5.028</b>    |
| <b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)</b> | <b>(11.464)</b> | <b>(13.779)</b> |
| I. Debito finanziario non corrente                       | 6.073           | 9.058           |
| J. Strumenti di debito                                   | 17.368          | 19.045          |
| K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti        |                 |                 |
| <b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)</b> | <b>23.441</b>   | <b>28.103</b>   |
| <b>M. Totale indebitamento finanziario (H+L)</b>         | <b>11.977</b>   | <b>14.324</b>   |

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €97 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €884 milioni e €4.067 milioni (rispettivamente €948 milioni e €4.389 milioni al 31 dicembre 2021) di cui €494 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

## 21 Fondi per rischi e oneri

| (€ milioni)  | Fondo abbandono e ripristino siti e social project | Fondo rischi ambientali | Fondo rischi per contenziosi | Fondo per imposte non sul reddito | Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione | Fondo copertura perdite di imprese partecipate | Fondo mutua assicurazione Everen (ex OLL) | Altri fondi | Totale         |
|--|--|-------------------------|------------------------------|-----------------------------------|---|--|---|-------------|----------------|
| <b>Valore al 31.12.2021</b>                        | <b>9.621</b>                                       | <b>2.206</b>            | <b>452</b>                   | <b>211</b>                        | <b>295</b>  | <b>195</b>                                     | <b>93</b>                                 | <b>520</b>  | <b>13.593</b>  |
| Accantonamenti                                     | 381  | 1.923                   | 552                          | 54                                | 115   | 37   | 4   | 320         | <b>3.386</b>   |
| Rilevazione iniziale e variazione stima            | (80)   |                         |                              |                                   |   |  |   |             | <b>(80)</b>    |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo | 218  | (18)                    |                              |                                   |   |  |   | (1)         | <b>199</b>     |
| Utilizzi a fronte oneri                            | (567)  | (364)                   | (24)                         | (8)                               | (95)  |  |   | (160)       | <b>(1.218)</b> |
| Utilizzi per esuberanza                            | (5)  | (223)                   | (51)                         | (2)                               |   |  |   | (21)        | <b>(302)</b>   |
| Differenze cambio da conversione                   | 303  | 3                       | 16                           | 10                                |   | 3  |   | 9           | <b>344</b>     |
| Variazione area di consolidamento                  | (553)  |                         |                              | (66)                              |   |  |   | 1           | <b>(618)</b>   |
| Altre variazioni                                   | 4  | (24)                    | 2                            | 20                                | 12  | (46)   |   | (5)         | <b>(37)</b>    |
| <b>Valore al 31.12.2022</b>                        | <b>9.322</b>                                       | <b>3.503</b>            | <b>947</b>                   | <b>219</b>                        | <b>327</b>  | <b>189</b>                                     | <b>97</b>                                 | <b>663</b>  | <b>15.267</b>  |

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €7.757 milioni la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per €1.060 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €664 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per €475 milioni la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della business Refining & Marketing. Nel 2022 gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano la demolizione e la rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'effetto dell'attualizzazione degli oneri futuri di decommissioning degli impianti Oil & Gas, al netto della revisione di stima dei costi e della rilevazione iniziale di nuovi progetti. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,3% e 6,1% (-0,4% e 3,8% al 31 dicembre 2021). La variazione dell'area di consolidamento è riferita principalmente al deconsolidamento delle società angolane conferite alla JV Azule Energy Holdings Ltd per €561 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per

la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Nel 2022 è stato rilevato un accantonamento di €1.245 milioni relativo alle attività correnti di bonifica delle acque di falda presso i siti industriali dismessi in Italia, stimato sulla base dell'esperienza del management e del know-how accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo che hanno consentito di determinare in modo attendibile i futuri oneri. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.391 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €705 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio per €371 milioni e al settore Exploration & Production per €315 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €194 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €78 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €154 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL) accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

## 22 Fondi per benefici ai dipendenti

| (€ milioni)                                | 31.12.2022 | 31.12.2021 |
|--|------------|------------|
| <b>Piani a benefici definiti:</b>          |            |            |
| - TFR                                      | 177        | 227        |
| - Piani esteri a benefici definiti         | 142        | 129        |
| - Fisce, altri piani medici esteri e altri | 126        | 162        |
|  | <b>445</b> | <b>518</b> |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti     | 341        | 301        |
|  | <b>786</b> | <b>819</b> |

L'ammontare della passività relativo agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €115 milioni, i piani isopensione di Eni Plenitude SpA Società Benefit per €99 milioni, il contratto di

espansione per €85 milioni, i premi di anzianità per €26 milioni e gli altri piani a lungo termine per €16 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni)  | 2022       |                                  |  |                                  |  |              | 2021       |                                  |  |                                  |  |              |
|--|------------|----------------------------------|--|----------------------------------|--|--------------|------------|----------------------------------|--|----------------------------------|--|--------------|
|  | TFR        | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale       | TFR        | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale       |
| <b>Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio</b>                | <b>227</b> | <b>761</b>                       | <b>162</b>                               | <b>1.150</b>                     | <b>301</b>                             | <b>1.451</b> | <b>258</b> | <b>1.140</b>                     | <b>182</b>                               | <b>1.580</b>                     | <b>268</b>                             | <b>1.848</b> |
| Costo corrente   | 1          | 11                               | 3  | 15                               | 52                                     | 67           | 1          | 16                               | 3  | 20                               | 49                                     | 69           |
| Interessi passivi  | 2          | 24                               | 2  | 28                               | 1                                      | 29           | 1          | 24                               | 1  | 26                               |  | 26           |
| Rivalutazioni:   | (26)       | (118)                            | (33)                                     | (177)                            | (22)                                   | (199)        |            | (118)                            | (6)                                      | (124)                            | (11)                                   | (135)        |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche |            | 9                                |  | 9                                | (2)                                    | 7            | (1)        | (3)                              | (4)                                      | (8)                              | (1)                                    | (9)          |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie  | (34)       | (144)                            | (35)                                     | (213)                            | (15)                                   | (228)        | (1)        | (111)                            | 3  | (109)                            | 2                                      | (107)        |
| - Effetto dell'esperienza passata  | 8          | 17                               | 2  | 27                               | (5)                                    | 22           | 2          | (4)                              | (5)                                      | (7)                              | (12)                                   | (19)         |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione                   |            |                                  |  |                                  | 127                                    | 127          |            |                                  |  |                                  | 107                                    | 107          |
| Contributi al piano:   |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |
| - Contributi dei dipendenti  |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |
| Benefici pagati  | (28)       | (30)                             | (8)                                      | (66)                             | (87)                                   | (153)        | (36)       | (39)                             | (8)                                      | (83)                             | (56)                                   | (139)        |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni                           | 1          | (5)                              |  | (4)                              | (31)                                   | (35)         | 3          | (263)                            | (10)                                     | (270)                            | (56)                                   | (326)        |
| <b>Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)</b>             | <b>177</b> | <b>644</b>                       | <b>126</b>                               | <b>947</b>                       | <b>341</b>                             | <b>1.288</b> | <b>227</b> | <b>761</b>                       | <b>162</b>                               | <b>1.150</b>                     | <b>301</b>                             | <b>1.451</b> |
| <b>Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio</b>                   |            | <b>633</b>                       |  | <b>633</b>                       |  | <b>633</b>   |            | <b>648</b>                       |  | <b>648</b>                       |  | <b>648</b>   |
| Interessi attivi   |            | 18                               |  | 18                               |  | 18           |            | 12                               |  | 12                               |  | 12           |
| Rendimento delle attività a servizio del piano                                   |            | (117)                            |  | (117)                            |  | (117)        |            | (5)                              |  | (5)                              |  | (5)          |
| Spese amministrative pagate  |            | (1)                              |  | (1)                              |  | (1)          |            |                                  |  |                                  |  |              |
| Contributi al piano:   |            | 14                               |  | 14                               |  | 14           |            | 15                               |  | 15                               |  | 15           |
| - Contributi dei dipendenti  |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |            | 1                                |  | 1                                |  | 1            |
| - Contributi del datore di lavoro  |            | 13                               |  | 13                               |  | 13           |            | 14                               |  | 14                               |  | 14           |
| Benefici pagati  |            | (21)                             |  | (21)                             |  | (21)         |            | (28)                             |  | (28)                             |  | (28)         |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni                           |            | (23)                             |  | (23)                             |  | (23)         |            | (9)                              |  | (9)                              |  | (9)          |
| <b>Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)</b>                |            | <b>503</b>                       |  | <b>503</b>                       |  | <b>503</b>   |            | <b>633</b>                       |  | <b>633</b>                       |  | <b>633</b>   |
| <b>Massimale di attività all'inizio dell'esercizio</b>                           |            | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>     |            | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>     |
| Modifiche nel massimale di attività  |            |                                  |  |                                  |  |              |            |                                  |  |                                  |  |              |
| <b>Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)</b>                        |            | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>     |            | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>     |
| <b>Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)</b>                              | <b>177</b> | <b>142</b>                       | <b>126</b>                               | <b>445</b>                       | <b>341</b>                             | <b>786</b>   | <b>227</b> | <b>129</b>                       | <b>162</b>                               | <b>518</b>                       | <b>301</b>                             | <b>819</b>   |

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività attuariale, al netto delle attività al servizio del piano, di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per

un ammontare di €22 milioni e di €1 milione rispettivamente al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | TFR      | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale     |
|--|----------|----------------------------------|--|----------------------------------|--|------------|
| <b>2022</b>  |          |                                  |  |                                  |  |            |
| Costo corrente   | 1        | 11                               | 3  | 15                               | 52                                     | 67         |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione |          |                                  |  |                                  | 127                                    | 127        |
| Interessi passivi (attivi) netti:                              |          |                                  |  |                                  |  |            |
| - Interessi passivi sull'obbligazione                          | 2        | 24                               | 2  | 28                               | 1                                      | 29         |
| - Interessi attivi sulle attività a servizio del piano         |          | (18)                             |  | (18)                             |  | (18)       |
| Totale interessi passivi (attivi) netti                        | 2        | 6                                | 2  | 10                               | 1                                      | 11         |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           |          |                                  |  |                                  | 1                                      | 1          |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 2        | 6                                | 2  | 10                               |  | 10         |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine                        |          |                                  |  |                                  | (22)                                   | (22)       |
| Spese amministrative pagate                                    |          | 1                                |  | 1                                |  | 1          |
| <b>Totale</b>  | <b>3</b> | <b>18</b>                        | <b>5</b>                                 | <b>26</b>                        | <b>158</b>                             | <b>184</b> |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           | 1        | 12                               | 3  | 16                               | 158                                    | 174        |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 2        | 6                                | 2  | 10                               |  | 10         |
| <b>2021</b>  |          |                                  |  |                                  |  |            |
| Costo corrente   | 1        | 16                               | 3  | 20                               | 49                                     | 69         |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione |          |                                  |  |                                  | 107                                    | 107        |
| Interessi passivi (attivi) netti:                              |          |                                  |  |                                  |  |            |
| - Interessi passivi sull'obbligazione                          | 1        | 24                               | 1  | 26                               |  | 26         |
| - Interessi attivi sulle attività a servizio del piano         |          | (12)                             |  | (12)                             |  | (12)       |
| Totale interessi passivi (attivi) netti                        | 1        | 12                               | 1  | 14                               |  | 14         |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           |          |                                  |  |                                  |  |            |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 1        | 12                               | 1  | 14                               |  | 14         |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine                        |          |                                  |  |                                  | (11)                                   | (11)       |
| <b>Totale</b>  | <b>2</b> | <b>28</b>                        | <b>4</b>                                 | <b>34</b>                        | <b>145</b>                             | <b>179</b> |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           | 1        | 16                               | 3  | 20                               | 145                                    | 165        |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 1        | 12                               | 1  | 14                               |  | 14         |

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | 2022 |                                  |  |                                  | 2021  |                                  |  |                                  |
|--|------|----------------------------------|--|----------------------------------|-------|----------------------------------|--|----------------------------------|
|  | TFR  | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Totale piani a benefici definiti | TFR   | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Totale piani a benefici definiti |
| <b>Rivalutazioni:</b>  |      |                                  |  |                                  |       |                                  |  |                                  |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche |      | 9                                |  | 9                                | (1)   | (3)                              | (4)                                      | (8)                              |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie  | (34) | (144)                            | (35)                                     | (213)                            | (1)   | (111)                            | 3  | (109)                            |
| - Effetto dell'esperienza passata  | 8    | 17                               | 2  | 27                               | 2     | (4)                              | (5)                                      | (7)                              |
| - Rendimento delle attività a servizio del piano                                 |      | 117                              |  | 117                              |       | 5                                |  | 5                                |
|  | (26) | (1)                              | (33)                                     | (60)                             | (113) | (6)                              | (119)                                    |                                  |

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

| (€ milioni)                                | Disponibilità liquide ed equivalenti | Strumenti rappresentativi di capitale | Strumenti rappresentativi di debito | Immobili | Derivati | Fondi comuni di investimento | Attività detenute da compagnie di assicurazione | Altre attività | Totale |
|--|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|----------|----------|------------------------------|---|----------------|--------|
| <b>31.12.2022</b>                          |                                      |                                       |                                     |          |          |                              |   |                |        |
| Attività a servizio del piano:             |                                      |                                       |                                     |          |          |                              |   |                |        |
| - con prezzi quotati in mercati attivi     | 23                                   | 25                                    | 260                                 | 11       | 4        | 4                            | 26  | 146            | 499    |
| - con prezzi non quotati in mercati attivi |                                      |                                       |                                     |          |          |                              | 4   |                | 4      |
|  | 23                                   | 25                                    | 260                                 | 11       | 4        | 4                            | 30  | 146            | 503    |
| <b>31.12.2021</b>                          |                                      |                                       |                                     |          |          |                              |   |                |        |
| Attività a servizio del piano:             |                                      |                                       |                                     |          |          |                              |   |                |        |
| - con prezzi quotati in mercati attivi     | 95                                   | 43                                    | 299                                 | 8        | 3        | 1                            | 23  | 157            | 629    |
| - con prezzi non quotati in mercati attivi |                                      |                                       |                                     |          |          |                              | 4   |                | 4      |
|  | 95                                   | 43                                    | 299                                 | 8        | 3        | 1                            | 27  | 157            | 633    |

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

|  | TFR    | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Altri fondi per benefici ai dipendenti |
|--|--------|----------------------------------|--|--|
| <b>2022</b>                              |        |                                  |  |  |
| Tasso di sconto                          | (%)    | 3,7                              | 2,2-15,4                                 | 3,7                                    |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%)    | 3,4                              | 1,9-12,5                                 |  |
| Tasso d'inflazione                       | (%)    | 2,4                              | 1,2-11,5                                 | 2,4                                    |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni   | (anni) |                                  | 13-24                                    | 24                                     |
| <b>2021</b>                              |        |                                  |  |  |
| Tasso di sconto                          | (%)    | 1,0                              | 0,3-15,3                                 | 1,0                                    |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%)    | 2,8                              | 1,5-12,5                                 |  |
| Tasso d'inflazione                       | (%)    | 1,8                              | 0,7-13,3                                 | 1,8                                    |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni   | (anni) |                                  | 13-25                                    | 24                                     |

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

|  |        | Eurozona | Resto Europa | Africa   | Resto del Mondo | Piani esteri a benefici definiti |
|--|--------|----------|--------------|----------|-----------------|----------------------------------|
| <b>2022</b>                              |        |          |              |          |                 |                                  |
| Tasso di sconto                          | (%)    | 3,5-3,8  | 2,2-4,8      | 3,8-15,4 | 7,0             | 2,2-15,4                         |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%)    | 1,9-3,0  | 3,0-4,0      | 1,9-12,5 | 5,0             | 1,9-12,5                         |
| Tasso d'inflazione                       | (%)    | 1,9-2,2  | 1,2-3,5      | 3,0-11,5 | 3,0             | 1,2-11,5                         |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni   | (anni) | 21-22    | 23-24        | 13-17    |                 | 13-24                            |

|  |        |         |         |          |     |          |
|--|--------|---------|---------|----------|-----|----------|
| <b>2021</b>                              |        |         |         |          |     |          |
| Tasso di sconto                          | (%)    | 0,9-1,2 | 0,3-1,9 | 3,0-15,3 | 6,7 | 0,3-15,3 |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%)    | 1,5-3,0 | 2,5-4,0 | 1,9-12,5 | 5,0 | 1,5-12,5 |
| Tasso d'inflazione                       | (%)    | 1,5-1,9 | 0,7-3,5 | 3,0-13,3 | 3,0 | 0,7-13,3 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni   | (anni) | 21-23   | 23-25   | 13-15    |     | 13-25    |

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

| (€ milioni)                              | Tasso di sconto       |                      | Tasso di inflazione   | Tasso tendenziale di crescita dei salari | Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario | Tasso di crescita delle pensioni |
|--|-----------------------|----------------------|-----------------------|--|---|----------------------------------|
|  | Incremento dello 0,5% | Riduzione dello 0,5% | Incremento dello 0,5% | Incremento dello 0,5%                    | Incremento dello 0,5%                             | Incremento dello 0,5%            |
| <b>31.12.2022</b>                        |                       |                      |                       |  |   |                                  |
| <b>Effetto sull'obbligazione (DBO)</b>   |                       |                      |                       |  |   |                                  |
| TFR                                      | (6)                   | 7                    | 4                     |  |   |                                  |
| Piani esteri a benefici definiti         | (33)                  | 34                   | 19                    | 10                                       |   | 13                               |
| FISDE, altri piani medici esteri e altri | (6)                   | 7                    |                       |  | 6   |                                  |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti   | (3)                   | 3                    | 1                     |  |   |                                  |

|  |      |    |    |    |    |    |
|--|------|----|----|----|----|----|
| <b>31.12.2021</b>                        |      |    |    |    |    |    |
| <b>Effetto sull'obbligazione (DBO)</b>   |      |    |    |    |    |    |
| TFR                                      | (9)  | 9  | 6  |    |    |    |
| Piani esteri a benefici definiti         | (49) | 55 | 34 | 11 |    | 28 |
| Fisde, altri piani medici esteri e altri | (10) | 11 |    |    | 10 |    |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti   | (4)  | 1  | 1  |    |    |    |

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per

benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €134 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

| (€ milioni)                   | TFR               | Piani esteri a benefici definiti | FISDE, altri piani medici esteri e altri | Altri fondi per benefici ai dipendenti |
|-------------------------------|-------------------|----------------------------------|--|--|
| <b>31.12.2022</b>             |                   |                                  |  |  |
| 2023                          | 14                | 29                               | 7  | 94                                     |
| 2024                          | 13                | 28                               | 7  | 95                                     |
| 2025                          | 14                | 26                               | 7  | 85                                     |
| 2026                          | 17                | 35                               | 7  | 30                                     |
| 2027                          | 15                | 31                               | 7  | 16                                     |
| Oltre                         | 104               | (7)                              | 91                                       | 21                                     |
| <b>Durata media ponderata</b> | (anni) <b>7,5</b> | <b>13,2</b>                      | <b>11,5</b>                              | <b>2,5</b>                             |
| <b>31.12.2021</b>             |                   |                                  |  |  |
| 2022                          | 16                | 23                               | 9  | 83                                     |
| 2023                          | 16                | 24                               | 7  | 80                                     |
| 2024                          | 18                | 29                               | 7  | 69                                     |
| 2025                          | 20                | 24                               | 7  | 25                                     |
| 2026                          | 20                | 25                               | 7  | 11                                     |
| Oltre                         | 137               | 4                                | 125                                      | 33                                     |
| <b>Durata media ponderata</b> | (anni) <b>9,8</b> | <b>17,6</b>                      | <b>13,6</b>                              | <b>3,1</b>                             |

## 23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

| (€ milioni)   | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|---|--------------|--------------|
| Passività per imposte differite lorde                           | 9.315        | 10.668       |
| Attività per imposte anticipate compensabili                    | (4.221)      | (5.833)      |
| <b>Passività per imposte differite</b>                          | <b>5.094</b> | <b>4.835</b> |
| Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione | 8.790        | 8.546        |
| Passività per imposte differite compensabili                    | (4.221)      | (5.833)      |
| <b>Attività per imposte anticipate</b>                          | <b>4.569</b> | <b>2.713</b> |

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

| (€ milioni)   | 31.12.2022      | 31.12.2021      |
|---|-----------------|-----------------|
| <b>Passività per imposte differite lorde</b>                                    |                 |                 |
| - ammortamenti eccedenti  | 6.707           | 7.346           |
| - contratti derivati  | 788             | 916             |
| - differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti            | 288             | 408             |
| - abbandono e ripristino siti (attività materiali)                              | 276             | 166             |
| - contratti di leasing IFRS 16  | 162             | 1.076           |
| - applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze                       | 52              | 87              |
| - altre   | 1.042           | 669             |
|   | <b>9.315</b>    | <b>10.668</b>   |
| <b>Attività per imposte anticipate lorde</b>                                    |                 |                 |
| - perdite fiscali portate a nuovo   | (6.752)         | (7.374)         |
| - abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)                        | (1.986)         | (2.400)         |
| - ammortamenti deducibili in futuri esercizi                                    | (1.710)         | (2.354)         |
| - svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili                            | (1.490)         | (1.095)         |
| - accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili | (1.246)         | (1.417)         |
| - contratti di leasing IFRS 16  | (182)           | (1.091)         |
| - benefici ai dipendenti  | (161)           | (155)           |
| - utili infragruppo   | (68)            | (71)            |
| - derivati  | (60)            | (343)           |
| - over/under lifting  | (59)            | (219)           |
| - altre   | (1.246)         | (631)           |
|   | <b>(14.960)</b> | <b>(17.150)</b> |
| <b>Fondo svalutazione attività per imposte anticipate</b>                       | <b>6.170</b>    | <b>8.604</b>    |
| <b>Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione</b>          | <b>(8.790)</b>  | <b>(8.546)</b>  |

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

| (€ milioni)                         | Passività per imposte differite lorde | Attività per imposte anticipate lorde | Fondo svalutazione attività per imposte anticipate | Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione |
|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|---|
| <b>Valore al 31.12.2021</b>         | <b>10.668</b>                         | <b>(17.150)</b>                       | <b>8.604</b>                                       | <b>(8.546)</b>  |
| Incrementi                          | 1.176                                 | (2.215)                               | 464  | (1.751)   |
| Decrementi                          | (1.351)                               | 2.532                                 | (2.409)  | 123   |
| Variazioni con effetto ad OCI       | 382                                   | (147)                                 |  | (147)   |
| Differenze di cambio da conversione | 611                                   | (610)                                 | 165  | (445)   |
| Variazione area di consolidamento   | (1.951)                               | 2.279                                 | (549)  | 1.730   |
| Altre variazioni                    | (220)                                 | 351                                   | (105)  | 246   |
| <b>Valore al 31.12.2022</b>         | <b>9.315</b>                          | <b>(14.960)</b>                       | <b>6.170</b>                                       | <b>(8.790)</b>  |
| <b>Valore al 31.12.2020</b>         | <b>8.581</b>                          | <b>(16.231)</b>                       | <b>9.065</b>                                       | <b>(7.166)</b>  |
| Incrementi                          | 1.977                                 | (1.783)                               | 270  | (1.513)   |
| Decrementi                          | (765)                                 | 1.804                                 | (863)  | 941   |
| Differenze di cambio da conversione | 683                                   | (682)                                 | 186  | (496)   |
| Altre variazioni                    | 192                                   | (258)                                 | (54)   | (312)   |
| <b>Valore al 31.12.2021</b>         | <b>10.668</b>                         | <b>(17.150)</b>                       | <b>8.604</b>                                       | <b>(8.546)</b>  |

Le perdite fiscali ammontano a €25.932 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €19.656 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €14.000 milioni e a società estere per €11.932 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €3.360 milioni e €3.392 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamen-

te superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 28,4% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €3.951 milioni e a società estere per €2.219 milioni. Sono state ripristinate attività per imposte anticipate delle società italiane per €2.434 milioni in relazione ai maggiori imponibili attesi. Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

## 24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

| (€ milioni)                                | 31.12.2022        |                    |                                    | 31.12.2021        |                    |                                    |
|--|-------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------------------------|
|  | Fair value attivo | Fair value passivo | Gerarchia del fair value - Livello | Fair value attivo | Fair value passivo | Gerarchia del fair value - Livello |
| <b>Contratti derivati non di copertura</b> |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| <i>Contratti su valute</i>                 |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Currency swap                            | 110               | 132                | 2                                  | 113               | 39                 | 2                                  |
| - Interest currency swap                   | 1                 | 144                | 2                                  | 30                | 7                  | 2                                  |
| - Outright                                 | 3                 | 12                 | 2                                  | 3                 | 11                 | 2                                  |
|  | <b>114</b>        | <b>288</b>         |                                    | <b>146</b>        | <b>57</b>          |                                    |
| <i>Contratti su interessi</i>              |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Interest rate swap                       | 137               | 58                 | 2                                  | 13                | 43                 | 2                                  |
|  | <b>137</b>        | <b>58</b>          |                                    | <b>13</b>         | <b>43</b>          |                                    |
| <i>Contratti su merci</i>                  |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Over the counter                         | 9.571             | 8.663              | 2                                  | 12.152            | 12.060             | 2                                  |
| - Future                                   | 6.886             | 5.764              | 1                                  | 7.158             | 5.498              | 1                                  |
| - Opzioni                                  |                   | 2                  | 1                                  |                   |                    |                                    |
| - Altro                                    |                   | 80                 | 2                                  | 1                 | 55                 | 2                                  |
|  | <b>16.457</b>     | <b>14.509</b>      |                                    | <b>19.311</b>     | <b>17.613</b>      |                                    |
|  | <b>16.708</b>     | <b>14.855</b>      |                                    | <b>19.470</b>     | <b>17.713</b>      |                                    |
| <b>Contratti derivati cash flow hedge</b>  |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| <i>Contratti su merci</i>                  |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Over the counter                         |                   |                    |                                    | 7                 | 735                | 2                                  |
| - Future                                   | 339               | 192                | 1                                  | 193               | 1.672              | 1                                  |
|  | <b>339</b>        | <b>192</b>         |                                    | <b>200</b>        | <b>2.407</b>       |                                    |
| <i>Contratti su interessi</i>              |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Interest rate swap                       | 21                |                    | 2                                  |                   | 3                  | 2                                  |
|  | <b>21</b>         |                    |                                    |                   | <b>3</b>           |                                    |
|  | <b>360</b>        | <b>192</b>         |                                    | <b>200</b>        | <b>2.410</b>       |                                    |
| <b>Opzioni</b>                             |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - Altre opzioni                            |                   | 144                | 3                                  |                   | 62                 | 3                                  |
|  |                   | <b>144</b>         |                                    |                   | <b>62</b>          |                                    |
| <b>Totale contratti derivati lordi</b>     | <b>17.068</b>     | <b>15.191</b>      |                                    | <b>19.670</b>     | <b>20.185</b>      |                                    |
| Compensazione                              | (5.863)           | (5.863)            |                                    | (7.159)           | (7.159)            |                                    |
| <b>Totale contratti derivati netti</b>     | <b>11.205</b>     | <b>9.328</b>       |                                    | <b>12.511</b>     | <b>13.026</b>      |                                    |
| Di cui:                                    |                   |                    |                                    |                   |                    |                                    |
| - correnti                                 | 11.076            | 9.042              |                                    | 12.460            | 12.911             |                                    |
| - non correnti                             | 129               | 286                |                                    | 51                | 115                |                                    |

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda essenzialmente vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con

l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Nel 2021 Eni ha sottoscritto interest rate swap e cross currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2022 il fair value di tali contratti è attivo per €39 milioni. L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.723 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €107 milioni nel corso del 2022) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.684 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

| (€ milioni)                               | 31.12.2022                                   |                                |                                  | 31.12.2021                                   |                                |                                  |
|---|--|--------------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------|----------------------------------|
|   | Valore nominale dello strumento di copertura | Variazione fair value efficace | Variazione fair value inefficace | Valore nominale dello strumento di copertura | Variazione fair value efficace | Variazione fair value inefficace |
| <b>Contratti derivati cash flow hedge</b> |  |                                |                                  |  |                                |                                  |
| <i>Contratti su commodity</i>             |  |                                |                                  |  |                                |                                  |
| - Over the counter                        | 83   | (4)                            |                                  | (461)  | (2.016)                        | (46)                             |
| - Future                                  | 1.350  | (3.912)                        | 275                              | (364)  | 534                            | (5)                              |
| - Altri                                   |  | 9                              |                                  |  |                                |                                  |
|   | <b>1.433</b>                                 | <b>(3.907)</b>                 | <b>275</b>                       | <b>(825)</b>                                 | <b>(1.482)</b>                 | <b>(51)</b>                      |
| <i>Contratti su interessi</i>             |  |                                |                                  |  |                                |                                  |
| - Interest rate swap                      | 127  | 24                             |                                  | 84   | 3                              |                                  |
|   | <b>127</b>                                   | <b>24</b>                      |                                  | <b>84</b>                                    | <b>3</b>                       |                                  |
|   | <b>1.560</b>                                 | <b>(3.883)</b>                 | <b>275</b>                       | <b>(741)</b>                                 | <b>(1.479)</b>                 | <b>(51)</b>                      |

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

| (€ milioni)                     | 31.12.2022  |                         |                          | 31.12.2021  |                         |                          |
|---------------------------------|---|-------------------------|--------------------------|---|-------------------------|--------------------------|
|                                 | Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | Riserva cash flow hedge | Rigiro a conto economico | Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | Riserva cash flow hedge | Rigiro a conto economico |
| <b>Cash flow hedge</b>          |   |                         |                          |   |                         |                          |
| <i>Rischio prezzo commodity</i> |   |                         |                          |   |                         |                          |
| - Vendite programmate           | 4.059   | (499)                   | (4.666)                  | 86  | (1.272)                 | (215)                    |
|                                 | <b>4.059</b>  | <b>(499)</b>            | <b>(4.666)</b>           | <b>86</b>   | <b>(1.272)</b>          | <b>(215)</b>             |
| <i>Contratti su interessi</i>   |   |                         |                          |   |                         |                          |
| - Flussi su ammontari coperti   | (15)  | 16                      | (11)                     | (3)   | 3                       |                          |
|                                 | <b>(15)</b>   | <b>16</b>               | <b>(11)</b>              | <b>(3)</b>  | <b>3</b>                |                          |
|                                 | <b>4.044</b>  | <b>(483)</b>            | <b>(4.677)</b>           | <b>83</b>   | <b>(1.269)</b>          | <b>(215)</b>             |

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

## Effetti rilevati tra gli altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | 2022           | 2021       | 2020         |
|--|----------------|------------|--------------|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 275            | (51)       | (1)          |
| Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati                        | (2.011)        | 954        | (765)        |
|  | <b>(1.736)</b> | <b>903</b> | <b>(766)</b> |

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguarda-

no gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

## Effetti rilevati tra i proventi (oneri) finanziari

| (€ milioni)   | 2022      | 2021         | 2020       |
|---|-----------|--------------|------------|
| - Strumenti finanziari derivati su valute             | (70)      | (322)        | 391        |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | 81        | 16           | (40)       |
| - Opzioni   | 2         |              |            |
|   | <b>13</b> | <b>(306)</b> | <b>351</b> |

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a

specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €264 milioni (€263 milioni al 31 dicembre 2021) e passività direttamente associabili €108 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021) riguardano principalmente: (i) l'accordo con Snam SpA relativo alla cessione del 49,9% della società consolidata Eni Corridor Srl che possiede (direttamente e indirettamente) le partecipazioni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (cd. gasdotto TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (cd. gasdotto TMPC). Le società consolidate oggetto dell'accordo sono Eni Corridor Srl, Trans Tunisian Pipeline Co SpA, Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogaz SA, Société de Service du Gazoduc

Transtunisien SA - Sergaz SA e Transmediterranean Pipeline Co Ltd. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €211 milioni (di cui attività correnti €72 milioni) e a €98 milioni (di cui passività correnti €86 milioni); (ii) l'accordo di cessione delle attività esplorative in Gabon condotte dalla società consolidata Eni Gabon SA con valori contabili non significativi.

Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2021 relative: (i) agli asset in Pakistan descritti alla nota n. 5 – Business combination; (ii) alla partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA (EDA Thess) attiva nella distribuzione del gas in Grecia ceduta a Depa Infrastructure, società del Gruppo Italgas per €165 milioni con una plusvalenza di €30 milioni.

## 26 Patrimonio netto

### Interessenze di terzi

| (€ milioni)     | Risultato netto |           | Patrimonio netto |            |
|-----------------|-----------------|-----------|------------------|------------|
|                 | 2022            | 2021      | 31.12.2022       | 31.12.2021 |
| Gruppo EniPower | 54              | 7         | 373              | 30         |
| Altre           | 20              | 12        | 98               | 52         |
|                 | <b>74</b>       | <b>19</b> | <b>471</b>       | <b>82</b>  |

### Patrimonio netto di Eni

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Capitale sociale  | 4.005         | 4.005         |
| Utili relativi a esercizi precedenti                        | 23.455        | 22.750        |
| Riserva per differenze cambio da conversione                | 7.564         | 6.530         |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:      |               |               |
| - Obbligazioni subordinate perpetue                         | 5.000         | 5.000         |
| - Riserva legale  | 959           | 959           |
| - Riserva per acquisto di azioni proprie                    | 2.937         | 958           |
| - Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge | (342)         | (896)         |
| - Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti    | (58)          | (117)         |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto   | 46            | 54            |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value         | 53            | 141           |
| - Altre riserve   | 190           | 190           |
| Azioni proprie  | (2.937)       | (958)         |
| Utile (perdita) dell'esercizio                              | 13.887        | 5.821         |
|   | <b>54.759</b> | <b>44.437</b> |

## Capitale sociale

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) ed è rappresentato da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.605.594.848 azioni ordinarie al 31 dicembre 2021).

L'11 maggio 2022, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione, per un dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2021 di €0,86; (ii) l'annullamento di n. 34.106.871 azioni proprie, mantenendo

invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società fino al 30 aprile 2023 e fino a un massimo del 10% delle azioni ordinarie (e al 10% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €2,5 miliardi; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2022 sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni.

## Utili relativi a esercizi precedenti

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2022 di €1.500 milioni pari a €0,44 per azione. Il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile, nella riunione: (i) del 28 luglio 2022, ha deliberato di distribuire agli azionisti la prima tranche del dividendo 2022 di €0,22 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 19 settembre 2022, con messa in pagamento il 21 settembre 2022; (ii) del

27 ottobre 2022, ha deliberato di distribuire agli azionisti la seconda tranche del dividendo 2022 di €0,22 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 21 novembre 2022, con messa in pagamento il 23 novembre 2022; (iii) del 22 febbraio 2023, ha deliberato di distribuire agli azionisti la terza delle quattro tranche previste del dividendo 2022, a valere sulle riserve disponibili, di €0,22 per ciascuna azione con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

## Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

## Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del

3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ul-

teriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di re-

set, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

## Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

## Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti.

## Riserve per utile (perdita) complessivo

| (€ milioni)                            | Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge |                 |               | Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti |                 |               | Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto <sup>(*)</sup> | Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value |
|--|---|-----------------|---------------|--|-----------------|---------------|--|---|
|  | Riserva lorda   | Effetto fiscale | Riserva netta | Riserva lorda  | Effetto fiscale | Riserva netta |  |   |
| <b>Riserva al 31.12.2021</b>           | <b>(1.269)</b>  | <b>373</b>      | <b>(896)</b>  | <b>(84)</b>  | <b>(33)</b>     | <b>(117)</b>  | <b>54</b>  | <b>141</b>  |
| Variazione dell'esercizio              | (3.883)   | 1.133           | (2.750)       | 60   | (5)             | 55            | 92   | 56  |
| Differenze cambio                      |   |                 |               | 1  |                 | 1             |  |   |
| Rigiro a rettifica Rimanenze           | (8)   | 2               | (6)           |  |                 |               |  |   |
| Riclassifica a riporto utili           |   |                 |               |  |                 |               |  | (144)   |
| Variazione dell'area di consolidamento |   |                 |               | 3  |                 | 3             | 1  |   |
| Rigiro a conto economico               | 4.677   | (1.367)         | 3.310         |  |                 |               | (101)  |   |
| <b>Riserva al 31.12.2022</b>           | <b>(483)</b>  | <b>141</b>      | <b>(342)</b>  | <b>(20)</b>  | <b>(38)</b>     | <b>(58)</b>   | <b>46</b>  | <b>53</b>   |
| <b>Riserva al 31.12.2020</b>           | <b>(7)</b>  | <b>2</b>        | <b>(5)</b>    | <b>(205)</b>   | <b>47</b>       | <b>(158)</b>  | <b>85</b>  | <b>36</b>   |
| Variazione dell'esercizio              | (1.479)   | 434             | (1.045)       | 119  | (77)            | 42            | (32)   | 105   |
| Differenze cambio                      |   |                 |               | 2  | (3)             | (1)           | 1  |   |
| Rigiro a rettifica Rimanenze           | 2   | (1)             | 1             |  |                 |               |  |   |
| Rigiro a conto economico               | 215   | (62)            | 153           |  |                 |               |  |   |
| <b>Riserva al 31.12.2021</b>           | <b>(1.269)</b>  | <b>373</b>      | <b>(896)</b>  | <b>(84)</b>  | <b>(33)</b>     | <b>(117)</b>  | <b>54</b>  | <b>141</b>  |

(\*) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2022 comprende €1 milione relativo ai piani a benefici definiti per i dipendenti (-€4 milioni al 31 dicembre 2021).

## Altre riserve

Le altre riserve riguardano per €190 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

## Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate da n. 226.097.834 azioni ordinarie Eni (65.838.173 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2021) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti

Eni n. 1.183.552 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017. L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

## Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2022 comprende riserve distribuibili per circa €45 miliardi.

## Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

| (€ milioni)  | Risultato dell'esercizio |              | Patrimonio netto |               |
|--|--------------------------|--------------|------------------|---------------|
|  | 2022                     | 2021         | 31.12.2022       | 31.12.2021    |
| <b>Come da bilancio di esercizio di Eni SpA</b>  | <b>5.403</b>             | <b>7.675</b> | <b>52.520</b>    | <b>51.039</b> |
| Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate | 7.375                    | (3.324)      | (1.302)          | (9.910)       |
| Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:   |                          |              |                  |               |
| - differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile  |                          |              | 153              | 153           |
| - rettifiche per uniformità dei principi contabili   | 797                      | 1.855        | 4.468            | 4.266         |
| - eliminazione di utili infragruppo  | 124                      | (176)        | (533)            | (654)         |
| - imposte sul reddito differite e anticipate   | 262                      | (190)        | (76)             | (375)         |
|  | <b>13.961</b>            | <b>5.840</b> | <b>55.230</b>    | <b>44.519</b> |
| Interessenze di terzi  | (74)                     | (19)         | (471)            | (82)          |
| <b>Come da bilancio consolidato</b>  | <b>13.887</b>            | <b>5.821</b> | <b>54.759</b>    | <b>44.437</b> |

## 27 Altre informazioni

### Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         | 2020       |
|--|--------------|--------------|------------|
| <b>Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti</b>                     |              |              |            |
| Attività correnti  | 147          | 262          | 15         |
| Attività non correnti  | 2.463        | 2.698        | 193        |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)  | (541)        | (486)        | (64)       |
| Passività correnti e non correnti  | (366)        | (349)        | (17)       |
| <b>Effetto netto degli investimenti</b>  | <b>1.703</b> | <b>2.125</b> | <b>127</b> |
| Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo           | (21)         | (99)         |            |
| Interessenze di terzi  | (15)         | (4)          | (15)       |
| <b>Totale prezzo di acquisto</b>   | <b>1.667</b> | <b>2.022</b> | <b>112</b> |
| a dedurre:   |              |              |            |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>  | (31)         | (121)        | (3)        |
| <b>Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</b>  | <b>1.636</b> | <b>1.901</b> | <b>109</b> |
| <b>Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti</b>                       |              |              |            |
| Attività correnti  | 1.377        | 2            |            |
| Attività non correnti  | 8.618        |              |            |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)  | (2.085)      |              |            |
| Passività correnti e non correnti  | (2.351)      |              |            |
| <b>Effetto netto dei disinvestimenti</b>   | <b>5.559</b> | <b>2</b>     |            |
| Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination                           | (5.726)      |              |            |
| Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo                               | (918)        |              |            |
| Plusvalenza per business combination e disinvestimenti   | 2.704        |              |            |
| Crediti per disinvestimenti  | (1.609)      |              |            |
| <b>Totale prezzo di vendita</b>  | <b>10</b>    | <b>2</b>     |            |
| a dedurre:   |              |              |            |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>  | (70)         |              |            |
| <b>Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</b>     | <b>(60)</b>  | <b>2</b>     |            |
| <b>Business combination Unión Fenosa Gas</b>   |              |              |            |
| <b>Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta</b>  |              | <b>232</b>   |            |
| a dedurre:   |              |              |            |
| <b>Partecipazioni e rami d'azienda acquistati</b>  |              |              |            |
| Attività correnti  |              | 370          |            |
| Attività non correnti  |              | 378          |            |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)  |              | (128)        |            |
| Passività correnti e non correnti  |              | (420)        |            |
| <b>Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati</b>   |              | <b>200</b>   |            |
| <b>Totale disinvestimenti netti</b>  |              | <b>32</b>    |            |
| a dedurre:   |              |              |            |
| <i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>  |              | 42           |            |
| <b>Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</b> |              | <b>74</b>    |            |
| <b>Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</b>     | <b>(60)</b>  | <b>76</b>    |            |

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2022 sono commentati alla nota n. 5 – Business Combination.

Gli investimenti del 2021 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel business retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo; (ii) l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA) attiva nel settore della produzione di energia elettrica da bioenergia con 21 impianti ciascuno di potenza nominale di 2 megawatt. Gli asset acquisiti includono un impianto per il trattamento della FORSU - la frazione organica dei rifiuti solidi urbani; (iii) l'acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW; (iv) l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una pipeline di progetti di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna a vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW; (v) l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW; (vi)

l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020; (vii) l'acquisizione da Zouk Capital e Aretex del 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica con circa 6.000 punti di ricarica, che ne fanno il secondo operatore in Italia, con il quale era in essere un accordo di co-branding delle colonnine di ricarica Be Charge.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA Società Benefit (ora Eni Plenitude SpA Società Benefit) del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni.

## Business combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2021 è di seguito rappresentata:

| (€ milioni)   | FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione provvisoria | FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione definitiva | Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione provvisoria | Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione definitiva | Dhamma Energy Group Allocazione provvisoria | Dhamma Energy Group Allocazione definitiva | Portafoglio di 9 progetti di energia rinnovabile Allocazione provvisoria | Portafoglio di 9 progetti di energia rinnovabile Allocazione definitiva | Be Power Allocazione provvisoria | Be Power Allocazione definitiva |
|---|---|--|--|---|---|--|--|---|----------------------------------|---------------------------------|
| Attività correnti   | 23  | 23   | 32   | 31  | 2   | 3  | 7  | 7   | 22                               | 22                              |
| Immobili, impianti e macchinari                                   | 38  | 144  | 423  | 209   | 119   | 94   | 57   | 21  | 29                               | 29                              |
| Goodwill  | 80  | 9  | 302  | 307   | 120   | 124  | 81   | 79  | 728                              | 718                             |
| Altre attività non correnti                                       | 15  | 15   | 43   | 252   | 15  | 33   | 25   | 68  | 10                               | 22                              |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | (14)  | (14)   | (215)  | (214)   | (101)                                       | (97)                                       | (32)   | (38)  | 9                                | 10                              |
| Passività correnti e non correnti                                 | (9)   | (44)   | (100)  | (100)   | (12)  | (11)                                       | (20)   | (21)  | (34)                             | (37)                            |
| <b>Effetto netto degli investimenti</b>                           | <b>133</b>  | <b>133</b>   | <b>485</b>   | <b>485</b>  | <b>143</b>                                  | <b>146</b>                                 | <b>118</b>   | <b>116</b>  | <b>764</b>                       | <b>764</b>                      |
| Interessenze di terzi   | (1)   | (1)  |  |   | (3)   | (3)  |  |   |                                  |                                 |
| <b>Totale prezzo di acquisto</b>                                  | <b>132</b>  | <b>132</b>   | <b>485</b>   | <b>485</b>  | <b>140</b>                                  | <b>143</b>                                 | <b>118</b>   | <b>116</b>  | <b>764</b>                       | <b>764</b>                      |

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2021 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.

## 28 Garanzie, impegni e rischi

### Garanzie

| (€ milioni)                          | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|--------------------------------------|---------------|---------------|
| Imprese consolidate                  | 7.082         | 6.432         |
| Imprese controllate non consolidate  | 202           | 190           |
| Imprese in joint venture e collegate | 9.802         | 3.358         |
| Altri                                | 477           | 180           |
|                                      | <b>17.563</b> | <b>10.160</b> |

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.282 milioni (€3.601 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €1.098 milioni (€943 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) contratti autonomi a copertura della vendita di gas stoccato, del trasporto di gas e dell'esposizione potenziale verso il sistema gas in Italia per €388 milioni (€16 milioni al 31 Dicembre 2021); (iv) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte dell'acquisto di partecipazioni per €252 milioni (€913 milioni al 31 dicembre 2021). L'impegno effettivo ammonta a €7.003 milioni (€6.267 milioni al 31 dicembre 2021).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi per €3.164 milioni rilasciati al gruppo Azule a fronte di contratti di leasing di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola; (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.891 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2021), di cui €1.378 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.260 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) contratti autonomi rilasciati a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.499 milioni (€1.413 milioni al 31 dicembre 2021) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iv) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank per €1.259 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2021). Nel corso del 2022 la società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank A, B e C nel Regno Unito è stata conferita nella joint

venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%). L'impegno effettivo ammonta a €6.859 milioni (€1.816 milioni al 31 dicembre 2021). In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.405 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €190 milioni (€179 milioni al 31 dicembre 2021). Nel corso del 2022 la società Angola LNG Supply Service Llc è stata conferita ad Azule Energy Holdings Ltd (Eni 50%); (ii) per €167 milioni (€157 milioni al 31 dicembre 2021) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €323 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021).

## Impegni e rischi

| (€ milioni) | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|-------------|---------------|---------------|
| Impegni     | 77.481        | 75.201        |
| Rischi      | 1.228         | 934           |
|             | <b>78.709</b> | <b>76.135</b> |

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €73.334 milioni (€70.039 milioni al 31 dicembre 2021). L'incremento è riferito principalmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.748 milioni (€3.532 milioni al 31 dicembre 2021) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna, Stati Uniti e Italia per €210 milioni.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €262 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €957 milioni (€688 milioni al 31 dicembre 2021).

### Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

In data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Al 31 dicembre 2022 il complesso immobiliare non era ancora nella disponibilità di Eni, la quale ha applicato alla Proprietà penali per ritardata consegna pari a circa €18 milioni, così come previste dal contratto di locazione e assistite da fidejussione a prima richiesta. La Proprietà asserisce che la ritarda consegna dipende da fattori non interamente riconducibili alla stessa: (i) gli effetti della crisi pandemica; (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area; (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di non riconoscere le penali chieste da Eni, nonché di richiedere a EniServizi e/o Eni una parte dei claim avanzati dall'appaltatore nei confronti della Proprietà medesima. Eni ed EniServizi, ribadendo la loro estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore, sostengono che i ritardi di cui i punti (i) e (ii) sono stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 che li considerava nella nuova data di consegna del 31 dicembre 2021. Per quanto riguarda i presunti vizi progettuali di cui al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali o di operazioni di perdita del controllo, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale correlabili al periodo durante il quale tali attività erano operate da Eni o anche a seguito del deconsolidamento di controllate. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

## Gestione dei rischi finanziari

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss sono stati aggiornati per tener conto degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e della crisi energetica in atto.

Al 31 dicembre 2022 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

### Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopraindicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate e Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane e non italiane la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrare tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di

competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano

le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

### Rischio di mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con fre-

quenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

### Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

### Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette

a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

### Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Al 31 dicembre 2022 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in lieve miglioramento rispetto a quello di fine 2021.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

| (€ milioni)                       | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|-----------------------------------|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|                                   | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse <sup>(a)</sup> | 9,05    | 2,61   | 5,19  | 3,22           | 11,04   | 1,29   | 3,32  | 3,66           |
| Tasso di cambio <sup>(a)</sup>    | 0,95    | 0,09   | 0,29  | 0,34           | 0,28    | 0,11   | 0,18  | 0,12           |

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| (€ milioni)   | 2022    |        |        |                | 2021    |        |       |                |
|---|---------|--------|--------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|   | Massimo | Minimo | Media  | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup> | 800,39  | 30,65  | 261,41 | 30,65          | 42,76   | 2,91   | 23,80 | 2,91           |
| Trading <sup>(b)</sup>                                      | 1,63    | 0,01   | 0,36   | 0,04           | 1,03    | 0,12   | 0,37  | 0,20           |

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green/Traditional Refining & Marketing, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| (€ milioni)  | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|--|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|  | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio euro <sup>(a)</sup> | 0,30    | 0,16   | 0,23  | 0,16           | 0,40    | 0,29   | 0,33  | 0,30           |

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| (\$ milioni)  | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|---|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|   | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA <sup>(a)</sup> | 0,13    | 0,04   | 0,08  | 0,04           | 0,14    | 0,05   | 0,11  | 0,13           |

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

## Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la qua-

le si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

## Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto

economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

## Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB) ed Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc) per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

### Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero

per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai progetti di sviluppo dell'azienda. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e ad alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per €15,8 miliardi (di cui Eni SpA per €13,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2022 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo in virtù del peggioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2022 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sustainability-linked sindacata con un pool di banche per un ammontare di €6,0 miliardi. Al 31 dicembre 2022 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €8,1 miliardi.

## Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |              |              |              |              |               | Totale        |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|   | 2023             | 2024         | 2025         | 2026         | 2027         | Oltre         |               |
| <b>31.12.2022</b>                                     |                  |              |              |              |              |               |               |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 2.883            | 2.339        | 2.640        | 3.298        | 1.927        | 9.246         | <b>22.333</b> |
| Passività finanziarie a breve termine                 | 4.446            |              |              |              |              |               | <b>4.446</b>  |
| Passività per beni in leasing                         | 851              | 584          | 445          | 365          | 347          | 2.312         | <b>4.904</b>  |
| Passività per strumenti finanziari derivati           | 9.042            | 1            | 51           | 54           |              | 180           | <b>9.328</b>  |
|   | <b>17.222</b>    | <b>2.924</b> | <b>3.136</b> | <b>3.717</b> | <b>2.274</b> | <b>11.738</b> | <b>41.011</b> |
| Interessi su debiti finanziari                        | 590              | 494          | 459          | 365          | 284          | 716           | <b>2.908</b>  |
| Interessi su passività per beni in leasing            | 235              | 209          | 184          | 165          | 147          | 685           | <b>1.625</b>  |
|   | <b>825</b>       | <b>703</b>   | <b>643</b>   | <b>530</b>   | <b>431</b>   | <b>1.401</b>  | <b>4.533</b>  |
| Garanzie finanziarie                                  | 1.668            |              |              |              |              |               | <b>1.668</b>  |

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |              |              |              |              |               | Totale        |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|   | 2022             | 2023         | 2024         | 2025         | 2026         | Oltre         |               |
| <b>31.12.2021</b>                                     |                  |              |              |              |              |               |               |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 1.903            | 4.339        | 2.272        | 2.616        | 3.910        | 10.668        | <b>25.708</b> |
| Passività finanziarie a breve termine                 | 2.299            |              |              |              |              |               | <b>2.299</b>  |
| Passività per beni in leasing                         | 920              | 688          | 565          | 508          | 481          | 2.147         | <b>5.309</b>  |
| Passività per strumenti finanziari derivati           | 12.911           | 3            | 61           |              | 23           | 28            | <b>13.026</b> |
|   | <b>18.033</b>    | <b>5.030</b> | <b>2.898</b> | <b>3.124</b> | <b>4.414</b> | <b>12.843</b> | <b>46.342</b> |
| Interessi su debiti finanziari                        | 475              | 462          | 386          | 359          | 286          | 905           | <b>2.873</b>  |
| Interessi su passività per beni in leasing            | 282              | 247          | 214          | 184          | 155          | 681           | <b>1.763</b>  |
|   | <b>757</b>       | <b>709</b>   | <b>600</b>   | <b>543</b>   | <b>441</b>   | <b>1.586</b>  | <b>4.636</b>  |
| Garanzie finanziarie                                  | 1.599            |              |              |              |              |               | <b>1.599</b>  |

Le passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €760 milioni (€2.370 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recu-

perata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

| (€ milioni)             | Anni di scadenza |           |            | Totale        |
|-------------------------|------------------|-----------|------------|---------------|
|                         | 2023             | 2024-2027 | Oltre      |               |
| <b>31.12.2022</b>       |                  |           |            |               |
| Debiti commerciali      | 19.527           |           |            | <b>19.527</b> |
| Altri debiti e anticipi | 6.182            | 77        | 110        | <b>6.369</b>  |
|                         | <b>25.709</b>    | <b>77</b> | <b>110</b> | <b>25.896</b> |

| (€ milioni)             | Anni di scadenza |            |            | Totale        |
|-------------------------|------------------|------------|------------|---------------|
|                         | 2022             | 2023-2026  | Oltre      |               |
| <b>31.12.2021</b>       |                  |            |            |               |
| Debiti commerciali      | 16.795           |            |            | <b>16.795</b> |
| Altri debiti e anticipi | 4.925            | 112        | 109        | <b>5.146</b>  |
|                         | <b>21.720</b>    | <b>112</b> | <b>109</b> | <b>21.941</b> |

## Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali<sup>27</sup>

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la

possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2023 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |               |               |               |               |               | Totale         |
|---|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
|   | 2023             | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | Oltre         |                |
| <b>Costi di abbandono e ripristino siti<sup>(a)</sup></b> | <b>685</b>       | <b>440</b>    | <b>376</b>    | <b>376</b>    | <b>485</b>    | <b>11.622</b> | <b>13.984</b>  |
| <b>Costi relativi a fondi ambientali</b>                  | <b>591</b>       | <b>507</b>    | <b>408</b>    | <b>317</b>    | <b>306</b>    | <b>1.388</b>  | <b>3.517</b>   |
| <b>Impegni di acquisto<sup>(b)</sup></b>                  | <b>44.715</b>    | <b>39.516</b> | <b>25.737</b> | <b>18.980</b> | <b>14.056</b> | <b>64.976</b> | <b>207.980</b> |
| - Gas   |                  |               |               |               |               |               |                |
| Take-or-pay   | 40.628           | 38.547        | 25.250        | 18.717        | 13.926        | 64.698        | <b>201.766</b> |
| Ship or pay   | 915              | 506           | 419           | 250           | 121           | 249           | <b>2.460</b>   |
| - Altri impegni di acquisto                               | 3.172            | 463           | 68            | 13            | 9             | 29            | <b>3.754</b>   |
| <b>Altri Impegni</b>                                      | <b>1</b>         |               |               |               |               |               | <b>1</b>       |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri                        | 1                |               |               |               |               |               | <b>1</b>       |
| <b>Totale</b>   | <b>45.992</b>    | <b>40.463</b> | <b>26.521</b> | <b>19.673</b> | <b>14.847</b> | <b>77.986</b> | <b>225.482</b> |

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

## Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €37 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le

necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

| (€ milioni)                        | Anni di scadenza |       |       |       |       | Totale        |
|------------------------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|---------------|
|                                    | 2023             | 2024  | 2025  | 2026  | Oltre |               |
| Impegni per investimenti committed | 8.080            | 6.093 | 3.845 | 2.047 | 3.785 | <b>23.850</b> |

(27) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

## Altre informazioni sugli strumenti finanziari

| (€ milioni)  | 2022                 |   |   | 2021                 |   |   |
|--|----------------------|---|---|----------------------|---|---|
|  | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a Conto economico | Altre componenti dell'utile complessivo | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a Conto economico | Altre componenti dell'utile complessivo |
| <b>Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:</b>          |                      |   |   |                      |   |   |
| - Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico <sup>(a)</sup> | 8.251                | (55)  |   | 6.301                | 11  |   |
| - Strumenti derivati non di copertura e di trading <sup>(b)</sup>                          | 2.006                | (1.723)                                     |   | (611)                | 597   |   |
| <b>Partecipazioni minoritarie valutate al fair value<sup>(c)</sup></b>                     | 1.202                | 351   | 56                                      | 1.294                | 230   | 105                                     |
| <b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>         |                      |   |   |                      |   |   |
| - Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>                                       | 21.396               | 31  |   | 19.124               | (226)                                       |   |
| - Crediti finanziari <sup>(e)</sup>  | 3.415                | (16)  |   | 6.140                | 39  |   |
| - Titoli <sup>(a)</sup>  | 56                   |   |   | 53                   |   |   |
| - Debiti commerciali e altri debiti <sup>(a)</sup>   | 25.897               | 53  |   | 21.941               | (80)  |   |
| - Debiti finanziari <sup>(f)</sup>   | 26.917               | (692)                                       |   | 27.794               | (250)                                       |   |
| <b>Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura<sup>(a)</sup></b>        | (129)                | (4.677)                                     | 794                                     | 96                   | (215)                                       | (1.264)                                 |

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €1.736 milioni di oneri (proventi per €903 milioni nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €13 milioni di proventi (oneri per €306 milioni nel 2021).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €47 milioni di riprese di valore nette (€279 milioni di svalutazioni nette nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €16 milioni di oneri (proventi per €53 milioni nel 2021), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €15 milioni (€18 milioni di interessi attivi nel 2021).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €86 milioni (€53 milioni nel 2021) e svalutazioni nette per €111 milioni (€25 milioni di svalutazioni nette nel 2021).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €568 milioni (€487 milioni nel 2021).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

## Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

| (€ milioni)                         | Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie | Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate | Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale |
|-------------------------------------|--|---|--|
| <b>31.12.2022</b>                   |  |   |  |
| <b>Attività finanziarie</b>         |  |   |  |
| Crediti commerciali e altri crediti | 23.546   | 2.706   | 20.840   |
| Altre attività correnti             | 18.684   | 5.863   | 12.821   |
| Altre attività non correnti         | 2.236  |   | 2.236  |
| <b>Passività finanziarie</b>        |  |   |  |
| Debiti commerciali e altri debiti   | 28.415   | 2.706   | 25.709   |
| Altre passività correnti            | 18.336   | 5.863   | 12.473   |
| Altre passività non correnti        | 3.234  |   | 3.234  |
| <b>31.12.2021</b>                   |  |   |  |
| <b>Attività finanziarie</b>         |  |   |  |
| Crediti commerciali e altri crediti | 20.461   | 1.611   | 18.850   |
| Altre attività correnti             | 20.791   | 7.157   | 13.634   |
| Altre attività non correnti         | 1.031  | 2   | 1.029  |
| <b>Passività finanziarie</b>        |  |   |  |
| Debiti commerciali e altri debiti   | 23.331   | 1.611   | 21.720   |
| Altre passività correnti            | 22.913   | 7.157   | 15.756   |
| Altre passività non correnti        | 2.248  | 2   | 2.246  |

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €2.651 milioni (€1.540 milioni al 31 dicembre 2021) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping

Inc per €55 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €5.863 milioni (€7.159 milioni al 31 dicembre 2021).

## Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

### 1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

#### 1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione, il PM procedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020, il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha perciò provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. In relazione ai suddetti casi di intervenuta prescrizione la Società ha, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito. Si è in attesa di fissazione del giudizio di appello.
- ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ul-

teriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2. Il Pubblico Ministero ha presentato richiesta di archiviazione e il GIP ha fissato una udienza camerale. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione di una CTU a esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico Ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

- iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno, con pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo davanti la Corte d'Appello di Cagliari - Sez. distaccata di Sassari si è concluso in data 14 dicembre 2021, con una sentenza di conferma della condanna dei tre imputati ad un anno di reclusione per il reato di disastro innominato colposo, nonché alle conseguenti statuizioni civili. Anche in ragione della omessa valutazione in sentenza delle argomentazioni scientifiche esposte dai consulenti tecnici della difesa nella relazione tecnica depositata in giudizio, che dimostrano la totale assenza di un pericolo per la pubblica incolumità in area Darsena servizi, è stato depositato Ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. Il giudizio pende in Cassazione.

- iv) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind SpA è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. Una volta instaurato il giudizio di primo grado è stata ammessa la costituzione di parte civile del MITE e il Tribunale, accogliendo in parte le doglianze della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind quale responsabile amministrativo ex D.Lgs. n. 231/2001, restituendo gli atti al GUP, che ha provveduto a celebrare una nuova udienza preliminare a suo carico. All'esito della nuova udienza preliminare, con sentenza del 31 marzo 2022, Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D.Lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del reato di gestione di discarica abusiva e per non aver commesso il delitto di disastro ambientale doloso. Per gli effetti della pronuncia di assoluzione nel merito non hanno trovato accoglimento le richieste risarcitorie avanzate dalle parti civili MITE, Regione Sardegna, Comune di Porto Torres, Comune di Sassari, Ente parco nazionale dell'Asinara e WWF nei confronti degli imputati e di Eni Rewind in qualità di responsabile civile. Dal momento che PM e parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.
- v) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare, nel corso della quale si è costituito parte civile il Comune di Porto Torres, il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose ex art. 674 c.p. nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre nel 2021 ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati davanti al Tribunale di Sassari, limitatamente al reato di disastro ambientale. Una volta instaurato il giudizio di primo grado si è costituito parte civile il MITE. Il Tribunale, in accoglimento delle eccezioni della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio con restituzione degli atti al GUP. Il giudizio pende ora innanzi al GUP di Sassari, individuato quale giudice competente a decidere.
- vi) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è tuttora in corso nella fase dibattimentale.
- vii) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipen-

denti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. È stata svolta un'analisi sui profili della condanna di primo grado concludendo, in condivisione con i legali incaricati, per il ragionevole affidamento nella successiva revoca della condanna stessa e si è in attesa di fissazione del giudizio di secondo grado.

**viii) Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro

storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

**ix) Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite dall'Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, agli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il documento di Analisi di Rischio. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte

della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati. Inoltre, Eni, sta eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. custodiale, accolto dal GIP. Il giudizio immediato è attualmente pendente nelle fasi preliminari al dibattimento. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica.

Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della

nuova fattispecie di disastro ambientale. Nel prosieguo, nell'ambito di detto procedimento, numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile. I due procedimenti a carico delle persone fisiche, oggi entrambi pendenti nelle fasi preliminari al dibattimento, saranno in seguito riuniti dal Tribunale in un unico processo dibattimentale. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.Lgs. 231/01, il PM ha emesso un nuovo avviso di conclusione delle indagini preliminari.

**x) Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.**

Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.

**xi) Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.**

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai consulenti tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento

in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza.

**xii) Versalis SpA. Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA- Priolo Gargallo.**

In data 3 febbraio 2022, veniva notificata a Versalis una richiesta di proroga del termine delle indagini preliminari della Procura della Repubblica di Siracusa che – in relazione al sistema di scarichi dei reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA – ipotizzava i reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi, secondo l'assunto accusatorio in corso di consumazione, a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi.

Contestazioni analoghe venivano ipotizzate a carico di altri dipendenti delle società coinesediate nel sito industriale di Priolo Gargallo nonché di IAS SpA, mentre le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinesediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.Lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 venivano notificati l'ordinanza di applicazione di misura cautelare e il decreto di sequestro preventivo con i quali il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro.

Con il medesimo atto, veniva, altresì, disposta nei confronti di vari soggetti indagati, tra cui un ex direttore Versalis dello stabilimento di Priolo e l'ex Direttore Tecnico di Priolo Servizi, la misura interdittiva del divieto di svolgere mansioni nelle società coinvolte nelle indagini nonché presso imprese concorrenti o comunque operanti nel medesimo settore produttivo, per la durata di 12 mesi, successivamente revocata. In data 15 giugno 2022 veniva, inoltre, notificata a Versalis una "Richiesta di Consegnà" emessa dalla Procura della Repubblica in relazione a protocolli attuativi dei modelli organizzativi nonché ad ogni eventuale documentazione correlata di rilievo in materia D.Lgs.231/01 e Versalis provvedeva a consegnare tempestivamente i documenti richiesti. La società ha presentato una nota tecnica volta a dimostrare che il contributo di Versalis SpA all'impianto di depurazione gestito da IAS è pienamente rispettoso delle norme e in ogni caso irrilevante rispetto all'ipotesi accusatoria.

In data 23 settembre 2022, è stata notificata richiesta di incidente probatorio da parte della Procura della Repubblica di Siracusa. Da tale richiesta si è appreso che le indagini sono state estese all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis

SpA. L'incarico peritale è in corso di esperimento. Parallelamente, in data 31 ottobre 2022, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Il procedimento penale è tuttora pendente in fase di indagini.

**xiii) Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.**

Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. Due lavoratori contrattisti e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti disponendo accertamenti tecnici su tutte le parti della gru, immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista proprietaria dell'imbarcazione. Nel maggio 2021 la Procura di Ancona ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, a seguito di successiva formulazione della richiesta di rinvio a giudizio, è stata fissata udienza preliminare. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni quale ente ex D.Lgs. 231/01 davanti al Tribunale di Ancona. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

**xiv) Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.**

A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di

Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficiacia ed efficienza del sistema di barrieramento).

L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017 – 20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS, con successivo dissequestro appena conclusi gli accertamenti. In data 11 ottobre 2021 è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo emesso dal Giudice per le Indagini Preliminari di Gela, su richiesta della Procura della Repubblica, con riferimento agli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (pozzi di emungimento della falda e impianto di trattamento TAF) gestiti oggi da Eni Rewind nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un amministratore giudiziario incaricato della relativa gestione. Le società Eni, da allora, stanno collaborando con l'amministrazione giudiziaria per la prosecuzione delle attività di bonifica e per fornire un quadro chiaro circa la correttezza del proprio operato. Frattanto la Procura della Repubblica di Gela ha notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando agli indagati il solo reato di omessa bonifica ai sensi dell'art. 452 terdecies c.p. Nel contempo, l'Amministratore Giudiziario incaricato ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da parte della società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

- xv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali. La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle

indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La Fase dell'Udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente in fase dibattimentale.

- xvi) **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito.

La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio. All'udienza preliminare è stato rilevato un vizio procedurale e gli atti sono stati nuovamente trasmessi alla Procura della Repubblica. All'esito della rinnovata udienza preliminare, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio delle persone fisiche con instaurazione del giudizio a giugno 2023 ed ha dichiarato la nullità per vizio di notifica della richiesta di rinvio a giudizio per le persone giuridiche, restituendo gli atti al Pubblico Ministero per il suo rinnovo.

**xvii) Eni SpA R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La società ha provveduto al risarcimento del dipendente che ha subito le maggiori conseguenze dell'infortunio. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs 231/2001.

La Polizia Giudiziaria, delegata dalla locale Procura della Repubblica ha avanzato richieste di esibizione documentale al fine di acquisire gli elementi utili a valutare se la società abbia adottato o meno un modello 231 idoneo con le relative procedure e sistemi di gestione e organizzazione rispetto alla prevenzione del reato ipotizzato.

La società ha raccolto la documentazione richiesta che è stata fornita tempestivamente. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

**xviii) Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio settembre 2022.** A seguito dell'evento incidentale verificatosi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, evento che ha generato la perdita di greggio da un oleodotto all'interno del deposito stesso e che ha interessato in parte anche aree esterne al sito produttivo, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale nell'ambito del quale è stato inizialmente disposto il sequestro della parte di impianto oggetto del disservizio verificatosi, in seguito oggetto di dissequestro. In data 12 ottobre 2022 è stato notificato l'avviso di accertamenti tecnici irripetibili finalizzato ad accertare le cause e la dinamica dell'evento incidentale. Nell'ambito del procedimento il reato per il quale si procede è quello di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ai sensi degli artt. 5 e 25-undecies D.Lgs 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

## 1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

**i) Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni

Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata. In data 23 settembre 2020 la società ha preso parte alla CdS istruttoria con il MATTM e gli enti

competenti, ed ha esposto, assieme ai consulenti tecnici incaricati, importanti approfondimenti sulla tematica dello stato ambientale della Rada di Augusta. In gennaio 2021, la società, ricevuta comunicazione della indizione della seconda riunione della CdS istruttoria di pari oggetto alla prima fissata per il giorno 10 febbraio 2021, ha formulato richiesta di prendere parte anche ai lavori di tale seconda riunione e di poter visionare i documenti tecnici che sarebbero stati oggetto di trattazione. Tuttavia, in febbraio 2021, la Direzione Generale per il Risana-mento Ambientale del Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile.

A seguito di conferenza decisoria, ad aprile 2021, il Mi-nistero ha ritenuto di poter intervenire nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate, sul-la base di presupposti discutibili, quali la presunta inot-temperanza delle aziende all'atto di diffida e messa in mora del 7 settembre 2017. La società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento che, nel giu-gno 2022 ha riscontrato rinviando l'accertamento alla conclusione degli approfondimenti tecnici sulla conta-minazione.

- ii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili mal-formazioni.** A febbraio 2022 Eni Rewind ha ricevuto due atti di citazione da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, esponendo di essere nati con gravi malformazioni a causa degli sversamenti di mercurio derivanti dall'im-pianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo, hanno convenuto in giudizio la società innanzi al Tribunale di Siracusa, chiedendo l'accertamento della responsabilità di quest'ultima ex art. 2043 c.c., 2050 c.c. e 311, cod. ambiente e, per l'effetto, la condanna al risarci-mento dei danni quantificati in complessivi €800.000 per ciascuno degli attori.

Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra il 1972 e il 1975 (anni di nascita degli attori). Il giudizio pro-segue.

- iii) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ri-corso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accerta-mento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle

matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sa-rebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA ), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente su-biti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emes-sa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazio-ni difensive delle società convenute in ordine alla insus-sistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine in-dustriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanis-setta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emes-so una seconda sentenza di merito con la quale ha riget-tato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'es-istenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soc-combenti hanno presentato appello ed era stata fissata udienza per il 17 marzo 2022, differita poi dal Tribunale di Gela al 20 aprile 2022. Il processo è stato rinviato al 31 ottobre 2024 per la precisazione delle conclusioni.

- iv) **Eni Rewind SpA - Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** Dal 2008 è stato attivato un procedimen-to presso il Tribunale di Genova dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind affinché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relati-vo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata. Tra il 2014 e il 2021, la società Eni e il Ministero dell'Ambiente hanno cercato di definire una chiusura transattiva del pro-cedimento, senza però giungere a un accordo definitivo. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale con il deposito il 30 dicembre 2021 della consulenza tecnica definitiva dal CTU nominato. Tale consulenza è risultata particolar-mente positiva per Eni Rewind in quanto ha posto in luce la storicità della contaminazione, fissando la baseline al 1989/1990 (data di conferimento Enimont) e ritenendo

non vi sia stato deterioramento successivo. La perizia, tra l'altro, ha evidenziato l'inerzia del Ministero rispetto alle proposte transattive avanzate dalla società e che avrebbero apportato benefici sul territorio. All'udienza del 24 febbraio 2022, a seguito di richiesta di deposito di documentazione sopravvenuta da parte attrice, il Giudice ha disposto l'ammissione di una parte della documentazione ed ha trattenuto la causa in decisione concedendo alle parti 60 giorni per il deposito delle memorie conclusionali e 20 giorni per le note di replica.

Con sentenza 1575/22 del 21 giugno 2022 il Tribunale di Genova ha respinto tutte le domande degli attori accogliendo pienamente le tesi della difesa e condannando le parti attrici a vario titolo a ricompensare alla società le spese di liti. In particolare, la sentenza esclude che Eni Rewind possa venire individuata quale successore a titolo universale di Enimont, allora proprietaria del sito di Cengio. Nell'ottobre 2022 il Ministero ha proposto appello avverso la sentenza. Eni Rewind intende costituirsi in giudizio.

- v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.

In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19 febbraio 2021 il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30 giugno 2023.

- vi) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni

riconciliabili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico.

Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. Il 26 maggio 2020, la Ninth Circuit Court ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una petition for rehearing en banc per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla Ninth Circuit Court.

La Ninth Circuit Court ha rigettato la petition for rehearing en banc ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino a gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una cd. petition for certiorari alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della petition for rehearing en banc. A gennaio 2021 i convenuti hanno, quindi, depositato la suddetta petition for certiorari alla Corte Suprema degli Stati Uniti. Quest'ultima, in accoglimento della petition, ha disposto che la Ninth Circuit Court riconsideri la questione della competenza giurisdizionale valutando tutte le argomentazioni giuridiche a favore della competenza federale.

A giugno 2021, i convenuti hanno presentato alla Ninth Circuit Court una mozione ("Consent Motion") che illustra argomenti a favore della competenza federale aggiuntivi rispetto alle difese iniziali.

A inizio luglio 2021, la Consent Motion è stata rigettata dalla Ninth Circuit Court che, nell'aprile 2022, ha poi confermato il proprio precedente ordine di rinvio alle corti statali. Eni Oil & Gas Inc., insieme agli altri convenuti, ha dunque presentato un'altra petition for rehearing en banc alla medesima Ninth Circuit nel maggio 2022, al fine di richiedere la revisione della decisione di rinvio. Nel giugno 2022 la Ninth Circuit Court ha rigettato la petition. I convenuti hanno, dunque, presentato alla Ninth Circuit Court una cd. Motion to Stay, volta a richiedere la sospensione dell'ordine di rinvio alle corti statali. Con ordinanze del 30 giugno 2022 e del 31 agosto 2022, è stata concessa una sospensione fino al 24 novembre 2022, al fine della preparazione e deposito di una petition for certiorari alla Corte Suprema per l'ulteriore revisione della decisione. Nel rispetto di tale termine, in data 22 novembre 2022 i convenuti hanno presentato alla Corte Suprema la menzionata petition for certiorari alla quale il 14 febbraio 2023 ha fatto seguito il deposito di una ulteriore memoria a sostegno delle proprie posizioni. Il giudizio prosegue.

vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex art. 244 del codice dell'ambiente con cui avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti) e ha notificato una diffida a partecipare alle attività di bonifica sul sito, inclusa la partecipazione alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che sarebbero stati indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito. Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta partecipando a tali incontri, sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici.

## 2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

i) **OPL 245 Nigeria.** Si è concluso presso il Tribunale di Milano in primo grado un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria. Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribu-

nale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria e alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati.

Nel giugno 2021 la Corte d'Appello di Milano ha assolto con la medesima formula assolutoria i due soggetti terzi rispetto ad Eni che avevano optato per il rito abbreviato ed erano stati condannati in primo grado. Questa decisione è diventata definitiva. Il successivo 29 luglio il Pubblico Ministero e la parte civile, Governo della Nigeria, hanno presentato ricorso in Appello. All'udienza del 19 luglio 2022 la Procura Generale presso il Tribunale di Milano ha rinunciato all'appello della sentenza di primo grado. Conseguentemente, è divenuta definitiva l'assoluzione con la formula "perché il fatto non sussiste" per tutti gli imputati, persone fisiche e giuridiche. La sentenza di primo grado è pertanto passata in giudicato. La Corte d'appello di Milano l'11 novembre 2022 ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado dichiarando inammissibile l'appello del Pubblico Ministero e rigettando l'appello della parte civile. In data 24 marzo 2023 la Repubblica Federale della Nigeria ha depositato ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'appello. La parte civile chiede l'annullamento della sentenza impugnata con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuzioni civili. Rimane inoltre aperta solo la procedura in Nigeria nell'ambito delle vicende giudiziarie relative all'assegnazione del permesso OPL 245, peraltro con un ambito molto più limitato.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria (NAE) è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011 all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati

associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021.

### 3. Altri procedimenti in materia penale

**i) Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi a Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Livorno; (iii) un terzo procedimento avviato dalla Procura di Roma avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n.7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale e attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale, per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise, e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese a un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione R&M della società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalveti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo. Anche per tale imputazione a seguito di udienza preliminare è stata conseguita nel dicembre 2019 sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati. Nel corso del 2019 anche in relazione alle pendenze fiscali si è addivenuti ad una definizione ed Eni ha effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non è stato possibile ricostruire la relativa giustificazione.

Per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), nel corso del 2019 è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati.

Dal 2020 si è svolto il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di

accise, reato di falsità e frode processuale. All'udienza del 21 novembre 2022, il Tribunale ha disposto la chiusura anticipata del dibattimento in corso, accertando l'intervenuta prescrizione, richiedendo sentenza di non doversi procedere con immediata declaratoria della connessa causa di estinzione del reato. Per una sola posizione di Eni, pur non rinunciando alla prescrizione, la difesa ha richiesto assoluzione nel merito. All'udienza del 31 gennaio 2023, il Giudice Monocratico del Tribunale di Roma ha emesso sentenza di proscioglimento ex art. 129, dando atto dell'intervenuta prescrizione nei confronti di tutti i dipendenti ed ex dipendenti di Eni imputati nel procedimento. Contestualmente il Giudice ha ordinato il dissequestro di tutti i beni ancora sottoposti al vincolo cautelare per finalità probatorie.

ii) **Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto – Procedimento penale per violazione accertamento accise.** Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto.

All'esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. Esercitate le facoltà difensive, allo stato al vaglio del Pubblico Ministero, il procedimento è in corso.

iii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Pro-

cura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio 2018. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimen-

to al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria). Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.

Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.

In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

In relazione a quanto precedentemente richiesto dall'AG nel luglio 2020 e ad integrazione delle informazioni già prodotte, nel periodo gennaio-marzo 2021 è stata consegnata nel tempo tutta la ulteriore documentazione riguardante un contenzioso in essere con una controparte commerciale.

In data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Viceversa, ad un ex dirigente Eni licenziato già nel 2013 e ad un ex legale esterno Eni, in concorso con altri, viene contestato di avere calunniato l'Amministratore Delegato ed il Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni.

Per quanto riguarda le società, ETS SpA (ETS) è indagata con riferimento all'illecito amministrativo di cui agli artt. 5, comma 1, lett. a), 25 octies, D.Lgs. 231/01 in relazione all'art. 377 bis c.p. per cui è indagato l'allora dirigente apicale. ETS è già stata posta in liquidazione volontaria con delibera del CDA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021. Per la contestazione di responsabilità amministrativa di cui al D.Lgs. 231/01, ETS ha formulato, con il consenso del Pubblico Ministero, istanza ex art. 444 c.p.p. di definizione del procedimento mediante applicazione di pena ed è stata fissata udienza in ottobre 2022 avanti al Gip per la valutazione di competenza.

In esito alla discovery ritardata di ulteriori atti di indagine, non conosciuti al momento della richiesta di patteggiamento, è stata depositata dalla difesa di ETS, in vista dell'udienza, un'istanza di revoca del patteggiamento. All'udienza del 5 ottobre 2022, il Giudice ha conseguentemente rigettato il patteggiamento.

In data 30 giugno 2022 si è avuta notizia del provvedimento della Procura di stralcio dal procedimento, ai fini di una successiva richiesta di archiviazione, in relazione alle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA, a conferma della loro estraneità dalle contestazioni contenute nell'avviso di conclusioni indagini del dicembre 2021. È stato, altresì, disposto lo stralcio ai fini di richiesta di archiviazione delle contestazioni di corruzione tra privati relative ad esponenti Eni e ad alcuni legali esterni che erano stati iscritti a seguito delle dichiarazioni di Piero Amara.

Successivamente si è avuta notizia che il procedimento è stato trasferito presso la Procura della Repubblica di Brescia a seguito della decisione del Procuratore Generale presso la Cassazione sulla base di istanza presentata dalle difese di alcuni indagati. La Procura di Brescia, ricevuti gli atti, ha disposto l'archiviazione di un procedimento stralcio del 12333/17, relativo ad una ipotesi di calunnia e di diffamazione (archiviata) ed ha invece rimandato alla Procura di Milano per competenza il fascicolo. Si è appreso che la Procura ha richiesto nuovamente l'archiviazione nei confronti dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination, del Responsabile della Security di Eni SpA e ha disposto l'archiviazione della società, richiedendo il giudizio per le altre posizioni. Nel decreto di archiviazione di Eni SpA si da atto che l'ipotizzata induzione a rendere dichiarazioni mendaci di Vincenzo Armanna nell'ambito del procedimento penale "OPL 245" si fondasse unicamente sulle dichiarazioni di soggetti (Amara - Armanna - Calafiore) che non presentavano il requisito dell'indipendenza e non hanno trovato il conforto dei riscontri cercati durante l'attività investigativa. In virtù di quanto precede, il narrato è stato ritenuto calunnioso, portando all'imputazione di Amara, Armanna e Calafiore per le dichiarazioni rese nei confronti dell'Amministratore Delegato e del Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni SpA.

#### 4. Contenziosi fiscali

- i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccomben-

za nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.

Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

## 5. Procedimenti chiusi

- i) **Indagine Congo.** Il procedimento Congo aveva a oggetto indagini della Procura di Milano su presunti reati di corruzione internazionale in relazione alle attività petrolifere Eni in Congo, con riferimento ai contratti assegnati negli anni 2013-2015. Il procedimento ha coinvolto alcuni ex dipendenti Eni. La società è stata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Nell'ambito del procedimento l'accusa aveva avanzato anche la richiesta di misura interdittiva relativamente alle attività oggetto dei contratti petroliferi sotto indagine. A seguito della riqualificazione dell'ipotesi accusatoria da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, nel 2021 Eni ha aderito all'ipotesi di sanzione concordata proposta dalla Procura di €11,8 milioni e la revoca della richiesta di misura interdittiva per l'ente. Separatamente vi era un'ipotesi di indagine che vedeva coinvolto l'Amministratore Delegato, relativa ad un presunto conflitto d'interessi nell'assegnazione di contratti a società terze fornitrici di Eni Congo. Nel marzo 2023 a seguito della richiesta di archiviazione presentata dalla Procura, il Giudice per le indagini preliminari ha disposto l'archiviazione del procedimento per tutte le persone fisiche indagate. L'archiviazione ha ad oggetto sia l'ipotesi di corruzione internazionale - riqualificata in induzione indebita a dare o promettere utilità - che aveva riguardato - tra gli altri - l'allora Chief Development, Operations & Technology Officer di Eni; sia l'ipotesi di omessa dichiarazione del conflitto di interessi in capo all'Amministratore Delegato di Eni. Il Giudice ha escluso che vi sia prova di un potenziale interesse dell'AD con riferimento alle operazioni commerciali intervenute tra (non ENI SpA ma) le società controllate da Eni SpA ed il fornitore terzo, non trovandosi l'AD in alcuna posizione di conflitto di interessi dal quale potesse scaturire l'obbligo di denuncia ai sensi dell'art. 2628 bis cc, al momento in cui ha assunto la carica di Amministratore Delegato di Eni nel maggio 2014.
- ii) **Eni Rewind SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per deces-

si e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro. Mentre ha pronunciato condanna per un caso di asbestosi.

Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna che ha disposto una perizia. I difensori di Eni hanno ricusato un membro del collegio peritale e la Corte d'Appello ha respinto la richiesta di ricusazione con ordinanza successivamente annullata dalla Corte di Cassazione. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, la Corte d'Appello ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un caso di asbestosi, dichiarando altresì inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie. In data 24 novembre 2021 la Corte di Cassazione ha annullato, senza rinvio, la sentenza impugnata nei confronti di un imputato per estinzione del reato, ha annullato senza rinvio agli effetti penali la sentenza di condanna impugnata per il reato di lesioni colpose in relazione al caso di asbestosi perché estinto per prescrizione, rigettando i ricorsi della difesa Eni agli effetti civili ed ha, infine, rigettato i ricorsi delle parti civili. Pertanto, penalmente il procedimento è chiuso. Allo stato non si hanno informazioni circa l'attivazione di eventuali contenziosi civili.

- iii) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi – Procedimento penale in materia di torce di stabilimento ed emissioni odorogene.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono

stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. Da questi eventi è stato instaurato un procedimento penale, per effetto del quale sono stati iscritti quali soggetti indagati i due direttori pro-tempore dello stabilimento ed il responsabile operation per i reati di cui agli artt. 29 quaterdecies D.Lgs. 152/06 e 674 c.p. In data 19 maggio 2022, il GIP, in accoglimento di richiesta avanzata dalla Procura della Repubblica, ha disposto l'archiviazione del procedimento evidenziando che le accensioni di torce avvenute a far data dal 2018 erano dovute a disservizi o guasti momentanei, sempre in osservanza delle prescrizioni AIA e precisando che dagli accertamenti dei consulenti non sono emerse violazioni dei vincoli imposti dalla normativa in vigore.

### Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento

dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

### Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

### Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2022, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,73 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 4,98 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,75 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

## 29 Ricavi

## Ricavi della gestione caratteristica

| (€ milioni)  | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plenitude & Power | Corporate e Altre attività | Totale         |
|--|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------|----------------|
| <b>2022</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>        | <b>12.896</b>            | <b>41.230</b>              | <b>58.470</b>                  | <b>19.726</b>     | <b>190</b>                 | <b>132.512</b> |
| <b>Ricavi per prodotti e servizi venduti:</b>      |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Ricavi per:  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| - Vendita di greggi                                | 5.438                    |                            | 20.839                         |                   |                            | 26.277         |
| - Vendita di prodotti petroliferi                  | 1.070                    |                            | 29.700                         |                   |                            | 30.770         |
| - Vendita di gas naturale e GNL                    | 6.108                    | 40.840                     | 65                             | 5.571             |                            | 52.584         |
| - Vendita di prodotti petrolchimici                |                          |                            | 6.241                          |                   | 3                          | 6.244          |
| - Vendita di energia elettrica                     |                          |                            |                                | 12.448            |                            | 12.448         |
| - Vendita di altri prodotti                        | 68                       |                            | 411                            | 223               | 2                          | 704            |
| - Servizi  | 212                      | 390                        | 1.214                          | 1.484             | 185                        | 3.485          |
|  | <b>12.896</b>            | <b>41.230</b>              | <b>58.470</b>                  | <b>19.726</b>     | <b>190</b>                 | <b>132.512</b> |
| <b>Tempistiche di trasferimento beni/servizi:</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 12.592                   | 41.047                     | 58.145                         | 19.599            | 58                         | 131.441        |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale  | 304                      | 183                        | 325                            | 127               | 132                        | 1.071          |
| <b>2021</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>        | <b>8.846</b>             | <b>16.973</b>              | <b>40.051</b>                  | <b>10.517</b>     | <b>188</b>                 | <b>76.575</b>  |
| <b>Ricavi per prodotti e servizi venduti:</b>      |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Ricavi per:  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| - Vendita greggi                                   | 3.573                    |                            | 14.710                         |                   |                            | 18.283         |
| - Vendita prodotti petroliferi                     | 885                      |                            | 18.739                         |                   |                            | 19.624         |
| - Vendita gas naturale e GNL                       | 4.122                    | 16.608                     | 34                             | 3.245             |                            | 24.009         |
| - Vendita prodotti petrolchimici                   |                          |                            | 5.652                          |                   | 7                          | 5.659          |
| - Vendita di energia elettrica                     |                          |                            |                                | 5.104             |                            | 5.104          |
| - Vendita altri prodotti                           | 40                       | 6                          | 132                            | 212               | 1                          | 391            |
| - Servizi  | 226                      | 359                        | 784                            | 1.956             | 180                        | 3.505          |
|  | <b>8.846</b>             | <b>16.973</b>              | <b>40.051</b>                  | <b>10.517</b>     | <b>188</b>                 | <b>76.575</b>  |
| <b>Tempistiche di trasferimento beni/servizi:</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 8.506                    | 16.823                     | 39.836                         | 10.517            | 72                         | 75.754         |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale  | 340                      | 150                        | 215                            |                   | 116                        | 821            |
| <b>2020</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| <b>Ricavi della gestione caratteristica</b>        | <b>6.359</b>             | <b>5.362</b>               | <b>24.937</b>                  | <b>7.135</b>      | <b>194</b>                 | <b>43.987</b>  |
| <b>Ricavi per prodotti e servizi venduti:</b>      |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Ricavi per:  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| - Vendita greggi                                   | 1.969                    |                            | 9.024                          |                   |                            | 10.993         |
| - Vendita prodotti petroliferi                     | 517                      |                            | 11.852                         |                   |                            | 12.369         |
| - Vendita gas naturale e GNL                       | 3.505                    | 5.000                      | 20                             | 2.741             |                            | 11.266         |
| - Vendita prodotti petrolchimici                   |                          |                            | 3.277                          |                   | 19                         | 3.296          |
| - Vendita di energia elettrica                     |                          |                            |                                | 2.345             |                            | 2.345          |
| - Vendita altri prodotti                           | 113                      | (2)                        | 36                             | 21                | 2                          | 170            |
| - Servizi  | 255                      | 364                        | 728                            | 2.028             | 173                        | 3.548          |
|  | <b>6.359</b>             | <b>5.362</b>               | <b>24.937</b>                  | <b>7.135</b>      | <b>194</b>                 | <b>43.987</b>  |
| <b>Tempistiche di trasferimento beni/servizi:</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 5.896                    | 5.239                      | 24.639                         | 7.135             | 78                         | 42.987         |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale  | 463                      | 123                        | 298                            |                   | 116                        | 1.000          |

| (€ milioni)  | 2022 | 2021 | 2020 |
|--|------|------|------|
| Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio                       | 157  | 658  | 818  |
| Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti | 1    | 30   |      |

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## Altri ricavi e proventi

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         | 2020       |
|--|--------------|--------------|------------|
| Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda | 48           | 107          | 10         |
| Altri proventi   | 1.127        | 1.089        | 950        |
|  | <b>1.175</b> | <b>1.196</b> | <b>960</b> |

Gli altri proventi comprendono €204 milioni (€281 milioni e €357 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni. Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 30 Costi

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

| (€ milioni)  | 2022           | 2021          | 2020          |
|--|----------------|---------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 85.139         | 41.174        | 21.432        |
| Costi per servizi  | 10.303         | 10.646        | 9.710         |
| Costi per godimento di beni di terzi                     | 2.301          | 1.233         | 876           |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri         | 2.985          | 707           | 349           |
| Altri oneri  | 2.069          | 1.983         | 1.317         |
|  | <b>102.797</b> | <b>55.743</b> | <b>33.684</b> |
| a dedurre:   |                |               |               |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali     | (246)          | (185)         | (128)         |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali   | (22)           | (9)           | (5)           |
|  | <b>102.529</b> | <b>55.549</b> | <b>33.551</b> |

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi di prospezioni, studi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €220 milioni (€194 milioni e €196 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €164 milioni (€177 milioni e €157 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties sui diritti di estrazione di idrocarburi per €1.570 milioni (€946

milioni e €673 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020). Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €1.700 milioni (accantonamento netto di €279 milioni e utilizzo netto €15 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €501 milioni (accantonamenti netti di €162 milioni e di €76 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

## Costo lavoro

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         | 2020         |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Salari e stipendi                                      | 2.311        | 2.182        | 2.193        |
| Oneri sociali  | 465          | 455          | 458          |
| Oneri per programmi a benefici ai dipendenti           | 174          | 165          | 102          |
| Altri costi  | 194          | 204          | 239          |
|  | <b>3.144</b> | <b>3.006</b> | <b>2.992</b> |
| a dedurre:   |              |              |              |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali   | (120)        | (111)        | (118)        |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (9)          | (7)          | (11)         |
|  | <b>3.015</b> | <b>2.888</b> | <b>2.863</b> |

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €78 milioni (€94 milioni e €105 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) e oneri per programmi a contributi definiti per €103 milioni (€97 milioni e €96 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

| (numero)  | 2022          |                 | 2021          |                 | 2020          |                 |
|-----------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|
|           | Controllate   | Joint operation | Controllate   | Joint operation | Controllate   | Joint operation |
| Dirigenti | 957           | 19              | 966           | 18              | 993           | 17              |
| Quadri    | 9.084         | 80              | 9.143         | 78              | 9.280         | 73              |
| Impiegati | 15.517        | 420             | 15.747        | 380             | 15.995        | 349             |
| Operai    | 6.074         | 288             | 5.476         | 284             | 4.780         | 287             |
|           | <b>31.632</b> | <b>807</b>      | <b>31.332</b> | <b>760</b>      | <b>31.048</b> | <b>726</b>      |

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

## Piani di Incentivazione dei Dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani

di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati

aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche.

I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group")<sup>28</sup> rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento<sup>29</sup>; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che sarà assegnato a scadenza dipende dai seguenti obiettivi definiti in un periodo di performance triennale, e precisamente: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato misurato rispetto al Peer Group di riferimento in termini di differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione tra il titolo e la borsa di riferimento; (ii) per il 20% da un obiettivo industriale misurato rispetto al Peer Group in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV); (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, rispetto al valore previsto nel Piano Strategico; (iv) per il (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi misurati rispetto ai valori di Piano Strategico e costituiti: (a) per il 15% dalla Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO<sub>2</sub>eq./kboe); (b) per il 10% dalla capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili; (c) per il 10% dallo stato avanzamento di

tre progetti rilevanti di economia circolare. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno assegnate a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% di tali azioni sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,20 per azione; (ii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €8,15 per azione (iii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €4,67 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €18 milioni (€16 milioni e €7 milioni rispettivamente nel 2021 e 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## Compensi spettanti ai key management personnel

I compensi, inclusi i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori

esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

| (€ milioni)                                     | 2022      | 2021      | 2020      |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Salari e stipendi                               | 37        | 29        | 30        |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro       | 3         | 3         | 2         |
| Altri benefici a lungo termine                  | 17        | 15        | 12        |
| Indennità per cessazione del rapporto di lavoro | 9         |           | 21        |
|   | <b>66</b> | <b>47</b> | <b>65</b> |

(28) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, bp, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

(29) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

## Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci di Eni SpA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,12 milioni, €10,13 milioni e €7,54 milioni rispettivamente per gli esercizi 2022, 2021 e 2020. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,589 milioni, €0,550 milioni e €0,571 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2022, 2021 e 2020.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra som-

ma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

## 31 Proventi (oneri) finanziari

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         | 2020           |
|---|--------------|--------------|----------------|
| <b>Proventi (oneri) finanziari</b>  |              |              |                |
| Proventi finanziari   | 8.450        | 3.723        | 3.531          |
| Oneri finanziari  | (9.333)      | (4.216)      | (4.958)        |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico | (55)         | 11           | 31             |
| Strumenti finanziari derivati   | 13           | (306)        | 351            |
|   | <b>(925)</b> | <b>(788)</b> | <b>(1.045)</b> |

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         | 2020           |
|--|--------------|--------------|----------------|
| <b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>                   |              |              |                |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari   | (507)        | (475)        | (517)          |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading                              | (53)         | 11           | 31             |
| - Oneri netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico   | (2)          |              |                |
| - Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori  | (128)        | (94)         | (102)          |
| - Interessi passivi su passività per beni in leasing   | (315)        | (304)        | (347)          |
| - Interessi attivi verso banche  | 57           | 4            | 10             |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 9            | 9            | 12             |
|  | <b>(939)</b> | <b>(849)</b> | <b>(913)</b>   |
| <b>Differenze attive (passive) di cambio</b>   | <b>238</b>   | <b>476</b>   | <b>(460)</b>   |
| <b>Strumenti finanziari derivati</b>   | <b>13</b>    | <b>(306)</b> | <b>351</b>     |
| <b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>   |              |              |                |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa     | 128          | 67           | 97             |
| - Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale  | 38           | 68           | 73             |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(*)</sup>                                | (199)        | (144)        | (190)          |
| - Altri proventi (oneri) finanziari  | (204)        | (100)        | (3)            |
|  | <b>(237)</b> | <b>(109)</b> | <b>(23)</b>    |
|  | <b>(925)</b> | <b>(788)</b> | <b>(1.045)</b> |

(\*) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing. Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota

n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

## 32 Proventi (oneri) su partecipazioni

### Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

### Altri proventi (oneri) su partecipazioni

| (€ milioni)                                 | 2022         | 2021       | 2020      |
|---|--------------|------------|-----------|
| Dividendi                                   | 351          | 230        | 150       |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita | 483          | 1          |           |
| Altri proventi (oneri) netti                | 2.789        | (8)        | (75)      |
|   | <b>3.623</b> | <b>223</b> | <b>75</b> |

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €247 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €77 milioni (rispettivamente €144 milioni e €54 milioni nel 2021 e €113 milioni e €28 milioni nel 2020).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €448 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO

presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €2.542 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e bp con la costituzione della joint venture Azule Energy Holdings Ltd e comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

## 33 Imposte sul reddito

| (€ milioni)  | 2022           | 2021         | 2020         |
|--|----------------|--------------|--------------|
| <b>Imposte correnti:</b>                                       |                |              |              |
| - imprese italiane   | 1.920          | 439          | 199          |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 7.027          | 3.609        | 1.517        |
| - altre imprese estere   | 944            | 157          | 84           |
|  | <b>9.891</b>   | <b>4.205</b> | <b>1.800</b> |
| <b>Imposte differite e anticipate nette:</b>                   |                |              |              |
| - imprese italiane   | (2.191)        | (45)         | 672          |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 713            | 552          | 73           |
| - altre imprese estere   | (325)          | 133          | 105          |
|  | <b>(1.803)</b> | <b>640</b>   | <b>850</b>   |
|  | <b>8.088</b>   | <b>4.845</b> | <b>2.650</b> |

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €69 milioni.

Le imposte sul reddito comprendono l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 (€1.036 milioni) introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022, analoga imposta in Germania (€163

milioni) nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito. Il totale delle imposte sul reddito 2022 comprende il contributivo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2021 e nel 2020) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

| (€ milioni)  | 2022          | 2021          | 2020           |
|--|---------------|---------------|----------------|
| <b>Utile (perdita) ante imposte</b>  | <b>22.049</b> | <b>10.685</b> | <b>(5.978)</b> |
| Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)  | 24,0          | 24,0          | 24,0           |
| <b>Imposte teoriche</b>  | <b>5.292</b>  | <b>2.564</b>  | <b>(1.435)</b> |
| Variazioni in aumento (diminuzione):   |               |               |                |
| - effetto maggiore tassazione delle imprese estere   | 3.388         | 2.301         | 1.980          |
| - effetto contributi solidaristici straordinari per le imprese italiane del settore energetico | 1.971         |               |                |
| - effetto imposte estere di società italiane   | 66            | 108           | 108            |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto                                       | 50            | 180           | 97             |
| - effetto tassazione dividendi infragruppo   | 11            | 54            | 96             |
| - effetto Irap delle società italiane  | (18)          | 140           | 107            |
| - effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti  | (19)          | 52            | (30)           |
| - effetto plusvalenze da conferimento  | (241)         |               |                |
| - effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate         | (2.087)       | (666)         | 1.785          |
| - altre motivazioni  | (325)         | 112           | (58)           |
|  | <b>2.796</b>  | <b>2.281</b>  | <b>4.085</b>   |
| <b>Imposte effettive</b>   | <b>8.088</b>  | <b>4.845</b>  | <b>2.650</b>   |

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.940 milioni (rispettivamente, €2.040 milioni e €1.777 milioni nel 2021 e 2020).

Nel 2020 il Gruppo ha rilevato oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda

degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività dell'Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

## 34 Utile (perdita) per azione

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2022 le azioni che po-

tenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2020-2022.

Ai fini della determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito, l'utile (perdita) netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

|  |                             | 2022                 | 2021                 | 2020                 |
|--|-----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| <b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice</b> |                             | <b>3.483.633.816</b> | <b>3.565.973.883</b> | <b>3.572.549.651</b> |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario                           |                             | 6.319.989            | 7.598.593            |                      |
| <b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito</b>  |                             | <b>3.489.953.805</b> | <b>3.573.572.476</b> | <b>3.572.549.651</b> |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza Eni</b>   | (€ milioni)                 | <b>13.887</b>        | <b>5.821</b>         | <b>(8.635)</b>       |
| Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale      | (€ milioni)                 | (109)                | (95)                 |                      |
| <b>Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito</b>            | (€ milioni)                 | <b>13.778</b>        | <b>5.726</b>         | <b>(8.635)</b>       |
| Utile (perdita) per azione semplice  | (ammontari in € per azione) | 3,96                 | 1,61                 | (2,42)               |
| Utile (perdita) per azione diluito   | (ammontari in € per azione) | 3,95                 | 1,60                 | (2,42)               |

## 35 Informazione per settore di attività e per area geografica

### Informazione per settore di attività

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO<sub>2</sub>.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni Plenitude, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio

contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information di Eni al 31 dicembre 2022 è articolata nei seguenti reportable segment:

**Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>;

**Global Gas & LNG Portfolio (GGP):** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas;

**Refining & Marketing e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali;

**Plenitude & Power:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO<sub>2</sub> e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini;

**Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

| (€ milioni)  | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Refining & Marketing e Chimica | Plenitude & Power | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | Totale         |
|--|--------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------|----------------|
| <b>2022</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                              |                |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore                   | 31.200                   | 48.586                     | 59.178                         | 20.883            | 1.879                      |                              |                |
| a dedurre: ricavi infrasettori   | (18.304)                 | (7.356)                    | (708)                          | (1.157)           | (1.689)                    |                              |                |
| Ricavi da terzi  | 12.896                   | 41.230                     | 58.470                         | 19.726            | 190                        |                              | <b>132.512</b> |
| Risultato operativo  | 15.908                   | 3.730                      | 460                            | (825)             | (1.901)                    | 138                          | <b>17.510</b>  |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri   | (147)                    | (393)                      | (1.110)                        | (14)              | (1.340)                    | 19                           | <b>(2.985)</b> |
| Ammortamenti   | (6.018)                  | (217)                      | (506)                          | (358)             | (139)                      | 33                           | <b>(7.205)</b> |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing      | (613)                    | (6)                        | (752)                          | (125)             | (71)                       |                              | <b>(1.567)</b> |
| Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 181                      | 18                         | 35                             | 162               | 31                         |                              | <b>427</b>     |
| Radiazioni   | (596)                    | (1)                        | (2)                            |                   |                            |                              | <b>(599)</b>   |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto                                     | 1.526                    | 4                          | 446                            | (20)              | (115)                      |                              | <b>1.841</b>   |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>  | 60.473                   | 12.282                     | 14.925                         | 11.987            | 1.491                      | (472)                        | <b>100.686</b> |
| Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                      |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>51.444</b>  |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto                                 | 7.314                    | 1                          | 3.084                          | 663               | 1.030                      |                              | <b>12.092</b>  |
| Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>   | 17.385                   | 12.572                     | 9.011                          | 4.787             | 4.416                      | (68)                         | <b>48.103</b>  |
| Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                     |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>48.797</b>  |
| Investimenti in attività materiali e immateriali   | 6.362                    | 23                         | 878                            | 631               | 166                        | (4)                          | <b>8.056</b>   |
| <b>2021</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                              |                |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore                   | 21.742                   | 20.843                     | 40.374                         | 11.187            | 1.698                      |                              |                |
| a dedurre: ricavi infrasettori   | (12.896)                 | (3.870)                    | (323)                          | (670)             | (1.510)                    |                              |                |
| Ricavi da terzi  | 8.846                    | 16.973                     | 40.051                         | 10.517            | 188                        |                              | <b>76.575</b>  |
| Risultato operativo  | 10.066                   | 899                        | 45                             | 2.355             | (816)                      | (208)                        | <b>12.341</b>  |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri   | (221)                    | (139)                      | (137)                          | (1)               | (186)                      | (23)                         | <b>(707)</b>   |
| Ammortamenti   | (5.976)                  | (174)                      | (512)                          | (286)             | (148)                      | 33                           | <b>(7.063)</b> |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing      | (194)                    | (28)                       | (1.342)                        | (132)             | (27)                       |                              | <b>(1.723)</b> |
| Riprese di valore di attività materiali e immateriali                                      | 1.438                    | 2                          |                                | 112               | 4                          |                              | <b>1.556</b>   |
| Radiazioni   | (384)                    |                            | (2)                            | (1)               |                            |                              | <b>(387)</b>   |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto                                     | 8                        |                            | (333)                          |                   | (766)                      |                              | <b>(1.091)</b> |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>  | 61.753                   | 10.022                     | 13.326                         | 8.343             | 1.439                      | (591)                        | <b>94.292</b>  |
| Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                      |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>43.473</b>  |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto                                 | 2.639                    | 17                         | 2.366                          | 667               | 198                        |                              | <b>5.887</b>   |
| Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>   | 17.046                   | 10.072                     | 6.796                          | 3.786             | 3.338                      | (49)                         | <b>40.989</b>  |
| Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                     |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>52.257</b>  |
| Investimenti in attività materiali e immateriali   | 3.861                    | 19                         | 728                            | 443               | 187                        | (4)                          | <b>5.234</b>   |
| <b>2020</b>  |                          |                            |                                |                   |                            |                              |                |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore                   | 13.590                   | 7.051                      | 25.340                         | 7.536             | 1.559                      |                              |                |
| a dedurre: ricavi infrasettori   | (7.231)                  | (1.689)                    | (403)                          | (401)             | (1.365)                    |                              |                |
| Ricavi da terzi  | 6.359                    | 5.362                      | 24.937                         | 7.135             | 194                        |                              | <b>43.987</b>  |
| Risultato operativo  | (610)                    | (332)                      | (2.463)                        | 660               | (563)                      | 33                           | <b>(3.275)</b> |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri   | (98)                     | (64)                       | (118)                          | 2                 | (26)                       | (45)                         | <b>(349)</b>   |
| Ammortamenti   | (6.273)                  | (125)                      | (575)                          | (217)             | (146)                      | 32                           | <b>(7.304)</b> |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing      | (2.170)                  | (2)                        | (1.605)                        | (56)              | (22)                       |                              | <b>(3.855)</b> |
| Riprese di valore di attività materiali e immateriali                                      | 282                      |                            | 334                            | 55                | 1                          |                              | <b>672</b>     |
| Radiazioni   | (322)                    |                            |                                | (7)               |                            |                              | <b>(329)</b>   |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto                                     | (980)                    | (15)                       | (363)                          | 6                 | (381)                      |                              | <b>(1.733)</b> |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>  | 59.439                   | 4.020                      | 10.716                         | 4.387             | 1.444                      | (402)                        | <b>79.604</b>  |
| Attività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                      |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>30.044</b>  |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto                                 | 2.680                    | 259                        | 2.605                          | 217               | 988                        |                              | <b>6.749</b>   |
| Passività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>   | 17.501                   | 3.785                      | 5.460                          | 2.426             | 3.316                      | (83)                         | <b>32.405</b>  |
| Passività non direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>                                     |                          |                            |                                |                   |                            |                              | <b>39.750</b>  |
| Investimenti in attività materiali e immateriali   | 3.472                    | 11                         | 771                            | 293               | 107                        | (10)                         | <b>4.644</b>   |

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

## Informazione per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

| (€ milioni)                                       | Italia | Resto dell'Unione Europea | Resto dell'Europa | Americhe | Asia   | Africa | Altre aree | Totale         |
|---|--------|---------------------------|-------------------|----------|--------|--------|------------|----------------|
| <b>2022</b>                                       |        |                           |                   |          |        |        |            |                |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(*)</sup> | 29.195 | 7.689                     | 6.564             | 8.892    | 18.653 | 28.167 | 1.526      | <b>100.686</b> |
| Investimenti in attività materiali e immateriali  | 1.475  | 415                       | 205               | 1.266    | 1.390  | 3.163  | 142        | <b>8.056</b>   |
| <b>2021</b>                                       |        |                           |                   |          |        |        |            |                |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(*)</sup> | 23.718 | 6.902                     | 6.114             | 5.718    | 17.483 | 33.499 | 858        | <b>94.292</b>  |
| Investimenti in attività materiali e immateriali  | 1.333  | 199                       | 202               | 659      | 1.203  | 1.604  | 34         | <b>5.234</b>   |
| <b>2020</b>                                       |        |                           |                   |          |        |        |            |                |
| Attività direttamente attribuibili <sup>(*)</sup> | 17.228 | 4.159                     | 3.174             | 4.485    | 16.360 | 33.341 | 857        | <b>79.604</b>  |
| Investimenti in attività materiali e immateriali  | 1.198  | 152                       | 119               | 441      | 1.267  | 1.443  | 24         | <b>4.644</b>   |

(\*) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

| (€ milioni)               | 2022           | 2021          | 2020          |
|---------------------------|----------------|---------------|---------------|
| Italia                    | 60.090         | 29.968        | 14.717        |
| Resto dell'Unione Europea | 25.413         | 14.671        | 9.508         |
| Resto dell'Europa         | 21.748         | 12.470        | 8.191         |
| Americhe                  | 6.929          | 4.420         | 2.426         |
| Asia                      | 9.062          | 7.891         | 4.182         |
| Africa                    | 9.191          | 7.040         | 4.842         |
| Altre aree                | 79             | 115           | 121           |
|                           | <b>132.512</b> | <b>76.575</b> | <b>43.987</b> |

## 36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario,

culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che si considera parte integrante delle presenti note.

## RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

| Denominazione  | (€ milioni) | 31.12.2022               |                          |              | 2022          |               |                                  |
|--|-------------|--------------------------|--------------------------|--------------|---------------|---------------|----------------------------------|
|  |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie     | Ricavi        | Costi         | Altri proventi (oneri) operativi |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>                           |             |                          |                          |              |               |               |                                  |
| Agiba Petroleum Co   |             | 17                       | 71                       |              |               | 224           |                                  |
| Angola LNG Ltd   |             |                          |                          |              |               | 79            |                                  |
| Coral FLNG SA  |             | 10                       |                          | 1.378        | 12            |               |                                  |
| Gruppo Azule   |             | 320                      | 517                      | 3.268        | 46            | 1.152         |                                  |
| Gruppo Saipem  |             | 3                        | 195                      | 9            | 9             | 452           |                                  |
| Gruppo Vårgrønn  |             |                          |                          | 1.259        |               |               |                                  |
| Karachaganak Petroleum Operating BV                                |             | 27                       | 251                      |              |               | 1.347         |                                  |
| Mellitah Oil & Gas BV  |             | 58                       | 144                      |              | 9             | 234           |                                  |
| Petrobel Belayim Petroleum Co                                      |             | 33                       | 595                      |              |               | 944           |                                  |
| Société Centrale Electrique du Congo SA                            |             | 47                       |                          |              | 74            |               |                                  |
| Società Oleodotti Meridionali SpA                                  |             | 6                        | 433                      |              | 16            | 14            |                                  |
| Vår Energi ASA   |             | 58                       | 722                      | 2.378        | 84            | 4.085         | (597)                            |
| Altre <sup>(*)</sup>   |             | 127                      | 76                       | 9            | 167           | 338           |                                  |
|  |             | <b>706</b>               | <b>3.004</b>             | <b>8.301</b> | <b>417</b>    | <b>8.869</b>  | <b>(597)</b>                     |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>     |             |                          |                          |              |               |               |                                  |
| Eni BTC Ltd  |             |                          |                          | 190          |               |               |                                  |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) |             | 139                      | 4                        | 1            | 15            |               |                                  |
| Altre  |             | 8                        | 10                       | 11           | 7             | 15            |                                  |
|  |             | <b>147</b>               | <b>14</b>                | <b>202</b>   | <b>22</b>     | <b>15</b>     |                                  |
|  |             | <b>853</b>               | <b>3.018</b>             | <b>8.503</b> | <b>439</b>    | <b>8.884</b>  | <b>(597)</b>                     |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                             |             |                          |                          |              |               |               |                                  |
| Gruppo Cassa Depositi e Prestiti                                   |             | 2                        | 47                       |              | 3             | 86            |                                  |
| Gruppo Enel  |             | 438                      | 264                      |              | 97            | 275           | 484                              |
| Gruppo Italgas   |             | 218                      | 8                        |              | 84            |               |                                  |
| Gruppo Snam  |             | 763                      | 25                       |              | 1.767         | 873           |                                  |
| Gruppo Terna   |             | 119                      | 159                      |              | 612           | 701           | (18)                             |
| GSE - Gestore Servizi Energetici                                   |             | 207                      | 225                      |              | 7.786         | 4.039         | 3.437                            |
| ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA                           |             | 3                        |                          |              | 179           |               |                                  |
| Altre  |             | 12                       | 35                       |              | 27            | 33            |                                  |
|  |             | <b>1.762</b>             | <b>763</b>               |              | <b>10.555</b> | <b>6.007</b>  | <b>3.903</b>                     |
| <b>Altri soggetti correlati</b>                                    |             |                          |                          |              |               |               |                                  |
|  |             |                          | 2                        |              | 1             | 39            |                                  |
| <b>Groupement Sonatrach - Eni "GSE"</b>                            |             |                          |                          |              |               |               |                                  |
|  |             | 179                      | 114                      |              | 33            | 417           |                                  |
| <b>Totale</b>  |             | <b>2.794</b>             | <b>3.897</b>             | <b>8.503</b> | <b>11.028</b> | <b>15.347</b> | <b>3.306</b>                     |

(\*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

| Denominazione   | (€ milioni) | 31.12.2021               |                          |              | 2021         |              |                                  |
|---|-------------|--------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------------|
|   |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie     | Ricavi       | Costi        | Altri proventi (oneri) operativi |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>  |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Agiba Petroleum Co  |             | 13                       | 57                       |              |              | 189          |                                  |
| Angola LNG Ltd  |             |                          |                          |              |              | 73           |                                  |
| Angola LNG Supply Services Llc  |             |                          |                          | 179          |              |              |                                  |
| Coral FLNG SA   |             | 17                       |                          | 1.260        | 43           |              |                                  |
| Gruppo Saipem   |             | 4                        | 134                      | 9            | 28           | 174          |                                  |
| Karachaganak Petroleum Operating BV   |             | 24                       | 213                      |              |              | 989          |                                  |
| Mellitah Oil & Gas BV   |             | 65                       | 290                      |              | 3            | 263          |                                  |
| Petrobel Belayim Petroleum Co   |             | 24                       | 391                      |              | 2            | 651          |                                  |
| Société Centrale Electrique du Congo SA   |             | 50                       |                          |              | 66           |              |                                  |
| Società Oleodotti Meridionali SpA   |             | 6                        | 396                      |              | 18           | 12           |                                  |
| Vår Energi AS   |             | 62                       | 526                      | 495          | 104          | 2.224        | (409)                            |
| Altre <sup>(*)</sup>  |             | 137                      | 53                       | 2            | 95           | 234          |                                  |
|   |             | <b>402</b>               | <b>2.060</b>             | <b>1.945</b> | <b>359</b>   | <b>4.809</b> | <b>(409)</b>                     |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>                        |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Eni BTC Ltd   |             |                          |                          | 179          |              |              |                                  |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)                    |             | 124                      | 1                        | 1            | 13           |              |                                  |
| Altre   |             | 10                       | 5                        | 10           | 8            | 10           |                                  |
|   |             | <b>134</b>               | <b>6</b>                 | <b>190</b>   | <b>21</b>    | <b>10</b>    |                                  |
|   |             | <b>536</b>               | <b>2.066</b>             | <b>2.135</b> | <b>380</b>   | <b>4.819</b> | <b>(409)</b>                     |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>  |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Gruppo Enel   |             | 583                      | 461                      |              | 41           | 417          | 373                              |
| Gruppo Italgas  |             | 1                        | 49                       |              | 3            | 560          |                                  |
| Gruppo Snam   |             | 160                      | 152                      |              | 159          | 1.013        | 1                                |
| Gruppo Terna  |             | 51                       | 85                       |              | 203          | 309          | 4                                |
| GSE - Gestore Servizi Energetici  |             | 311                      | 125                      |              | 2.216        | 1.238        | 766                              |
| Altre <sup>(*)</sup>  |             | 10                       | 33                       |              | 20           | 60           |                                  |
|   |             | <b>1.116</b>             | <b>905</b>               |              | <b>2.642</b> | <b>3.597</b> | <b>1.144</b>                     |
| <b>Altri soggetti correlati</b>   |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
|   |             |                          | <b>2</b>                 |              |              | <b>33</b>    |                                  |
| <b>Groupement Sonatrach - Agip "GSA" e Organe Conjoint des Opérations "OC SH/FCP"</b> |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
|   |             | <b>170</b>               | <b>79</b>                |              | <b>30</b>    | <b>222</b>   |                                  |
| <b>Totale</b>   |             | <b>1.822</b>             | <b>3.052</b>             | <b>2.135</b> | <b>3.052</b> | <b>8.671</b> | <b>735</b>                       |

(\*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

| Denominazione   | (€ milioni) | 31.12.2020               |                          |              | 2020         |              |                                  |
|---|-------------|--------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------------|
|   |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie     | Ricavi       | Costi        | Altri proventi (oneri) operativi |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>  |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Agiba Petroleum Co  |             | 6                        | 52                       |              |              | 201          |                                  |
| Angola LNG Supply Services Llc  |             |                          |                          | 165          |              |              |                                  |
| Coral FLNG SA   |             | 6                        |                          | 1.079        | 49           |              |                                  |
| Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA                                |             |                          | 13                       |              |              | 52           |                                  |
| Gruppo Saipem   |             | 87                       | 254                      | 509          | 18           | 350          |                                  |
| Karachaganak Petroleum Operating BV   |             | 25                       | 141                      |              |              | 816          |                                  |
| Mellitah Oil & Gas BV   |             | 54                       | 250                      |              | 2            | 156          |                                  |
| Petrobel Belayim Petroleum Co   |             | 65                       | 467                      |              |              | 556          |                                  |
| Società Oleodotti Meridionali SpA   |             | 3                        | 399                      |              | 20           | 15           |                                  |
| Société Centrale Electrique du Congo SA   |             | 48                       |                          |              | 57           |              |                                  |
| Unión Fenosa Gas SA   |             | 11                       | 4                        | 57           | 9            |              | (3)                              |
| Vår Energi AS   |             | 39                       | 190                      | 456          | 85           | 1.126        | (118)                            |
| Altre <sup>(*)</sup>  |             | 72                       | 24                       | 1            | 66           | 167          |                                  |
|   |             | <b>416</b>               | <b>1.794</b>             | <b>2.267</b> | <b>306</b>   | <b>3.439</b> | <b>(121)</b>                     |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>                        |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Eni BTC Ltd   |             |                          |                          | 165          |              |              |                                  |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)                    |             | 112                      | 1                        | 1            | 11           |              |                                  |
| Altre   |             | 5                        | 23                       | 10           | 4            | 9            |                                  |
|   |             | <b>117</b>               | <b>24</b>                | <b>176</b>   | <b>15</b>    | <b>9</b>     |                                  |
|   |             | <b>533</b>               | <b>1.818</b>             | <b>2.443</b> | <b>321</b>   | <b>3.448</b> | <b>(121)</b>                     |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>  |             |                          |                          |              |              |              |                                  |
| Gruppo Enel   |             | 104                      | 165                      |              | 51           | 551          | 86                               |
| Gruppo Italgas  |             | 1                        | 177                      |              | 3            | 714          |                                  |
| Gruppo Snam   |             | 189                      | 211                      |              | 45           | 1.012        |                                  |
| Gruppo Terna  |             | 46                       | 62                       |              | 152          | 225          | 8                                |
| GSE - Gestore Servizi Energetici  |             | 52                       | 37                       |              | 586          | 309          | 40                               |
| Altre <sup>(*)</sup>  |             | 8                        | 49                       |              | 20           | 63           |                                  |
|   |             | <b>400</b>               | <b>701</b>               |              | <b>857</b>   | <b>2.874</b> | <b>134</b>                       |
| <b>Altri soggetti correlati</b>   |             | <b>1</b>                 | <b>4</b>                 |              | <b>2</b>     | <b>53</b>    |                                  |
| <b>Groupement Sonatrach – Agip “GSA” e Organe Conjoint des Opérations “OC SH/FCP”</b> |             | <b>87</b>                | <b>52</b>                |              | <b>19</b>    | <b>262</b>   |                                  |
| <b>Totale</b>   |             | <b>1.021</b>             | <b>2.575</b>             | <b>2.443</b> | <b>1.199</b> | <b>6.637</b> | <b>13</b>                        |

(\*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni "GSE" e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali

assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi);

- il credito per attività di disinvestimento legato all'operazione di Business Combination, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO dal gruppo Azure;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;

- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisto di GNL, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas

- per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al D.Lgs. n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €29 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €5 milioni.

## RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

| Denominazione  | (€ milioni) | 31.12.2022                                    |            |              | 2022                                     |                  |                         |
|--|-------------|---|------------|--------------|--|------------------|-------------------------|
|  |             | Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | Debiti     | Garanzie     | Proventi Finanziari e strumenti derivati | Oneri Finanziari | Plusvalenze da cessione |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>                       |             |   |            |              |  |                  |                         |
| Coral FLNG SA  |             | 356   |            |              |  | 140              |                         |
| Coral South FLNG DMCC  |             |   |            | 1.499        | 1  | 1                |                         |
| Mozambique Rovuma Venture SpA                                  |             | 1.187   | 57         |              | 48                                       | 5                |                         |
| Gruppo Saipem  |             |   | 100        |              | 16                                       | 3                |                         |
| Altre(*)   |             | 96  | 28         | 2            | 91                                       | 10               |                         |
|  |             | <b>1.639</b>                                  | <b>185</b> | <b>1.501</b> | <b>156</b>                               | <b>159</b>       |                         |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b> |             |   |            |              |  |                  |                         |
| Altre  |             | 8   | 31         |              | 5  | 4                |                         |
|  |             | <b>8</b>                                      | <b>31</b>  |              | <b>5</b>                                 | <b>4</b>         |                         |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                         |             |   |            |              |  |                  |                         |
| Gruppo Enel  |             |   | 176        |              |  |                  |                         |
| Gruppo Italgas   |             |   |            |              |  |                  | 30                      |
| Altre  |             | 10  | 40         |              | 1  | 1                |                         |
|  |             | <b>10</b>                                     | <b>216</b> |              | <b>1</b>                                 | <b>1</b>         | <b>30</b>               |
| <b>Totale</b>  |             | <b>1.657</b>                                  | <b>432</b> | <b>1.501</b> | <b>162</b>                               | <b>164</b>       | <b>30</b>               |

(\*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

| Denominazione  | (€ milioni) | 31.12.2021                                     |            |              | 2021                |                  |
|--|-------------|--|------------|--------------|---------------------|------------------|
|  |             | Crediti e disponibilità liquide ed equivalenti | Debiti     | Garanzie     | Proventi Finanziari | Oneri Finanziari |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>                       |             |  |            |              |                     |                  |
| Cardón IV SA   |             | 199  | 2          |              | 37                  |                  |
| Coral FLNG SA  |             | 383  |            |              | 4                   | 1                |
| Coral South FLNG DMCC  |             |  |            | 1.413        | 2                   |                  |
| Mozambique Rovuma Venture SpA                                  |             | 1.008  | 72         |              |                     |                  |
| Altre(*)   |             | 70   | 43         |              | 35                  | 43               |
|  |             | <b>1.660</b>                                   | <b>117</b> | <b>1.413</b> | <b>78</b>           | <b>44</b>        |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b> |             |  |            |              |                     |                  |
| Altre  |             | 38   | 34         |              | 1                   | 1                |
|  |             | <b>38</b>                                      | <b>34</b>  |              | <b>1</b>            | <b>1</b>         |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                         |             |  |            |              |                     |                  |
| Gruppo Enel  |             |  | 109        |              |                     |                  |
| Altre  |             | 2  | 17         |              |                     | 1                |
|  |             | <b>2</b>                                       | <b>126</b> |              |                     | <b>1</b>         |
| <b>Totale</b>  |             | <b>1.700</b>                                   | <b>277</b> | <b>1.413</b> | <b>79</b>           | <b>46</b>        |

(\*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

| Denominazione  | (€ milioni) | 31.12.2020 |            |              | 2020                |                  |
|--|-------------|------------|------------|--------------|---------------------|------------------|
|  |             | Crediti    | Debiti     | Garanzie     | Proventi Finanziari | Oneri Finanziari |
| <b>Joint venture e imprese collegate</b>                       |             |            |            |              |                     |                  |
| Angola LNG Ltd   |             |            |            | 228          |                     |                  |
| Cardón IV SA   |             | 383        |            |              | 57                  |                  |
| Coral FLNG SA  |             | 288        |            |              | 22                  | 1                |
| Coral South FLNG DMCC  |             |            |            | 1.304        |                     |                  |
| Gruppo Saipem  |             | 2          | 167        |              |                     | 6                |
| Société Centrale Electrique du Congo SA                        |             | 83         |            |              | 7                   |                  |
| Altre  |             | 15         | 12         | 1            | 27                  | 18               |
|  |             | <b>771</b> | <b>179</b> | <b>1.533</b> | <b>113</b>          | <b>25</b>        |
| <b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b> |             |            |            |              |                     |                  |
| Altre  |             | 36         | 28         |              | 1                   |                  |
|  |             | <b>36</b>  | <b>28</b>  |              | <b>1</b>            |                  |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                         |             |            |            |              |                     |                  |
| Altre  |             |            | 11         |              |                     | 1                |
|  |             |            | <b>11</b>  |              |                     | <b>1</b>         |
| <b>Totale</b>  |             | <b>807</b> | <b>218</b> | <b>1.533</b> | <b>114</b>          | <b>26</b>        |

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Ven-

ture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;

- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel;
- la plusvalenza da cessione al gruppo Italgas della società Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA.

## Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)  | 31.12.2022 |                  |             | 31.12.2021 |                  |             |
|--|------------|------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
|  | Totale     | Entità correlate | Incidenza % | Totale     | Entità correlate | Incidenza % |
| Disponibilità liquide e equivalenti                            | 10.155     | 10               | 0,10        | 8.254      | 2                | 0,02        |
| Altre attività finanziarie correnti                            | 1.504      | 16               | 1,06        | 4.308      | 53               | 1,23        |
| Crediti commerciali e altri crediti                            | 20.840     | 2.427            | 11,65       | 18.850     | 1.301            | 6,90        |
| Altre attività correnti  | 12.821     | 341              | 2,66        | 13.634     | 492              | 3,61        |
| Altre attività finanziarie non correnti                        | 1.967      | 1.631            | 82,92       | 1.885      | 1.645            | 87,27       |
| Altre attività non correnti                                    | 2.236      | 26               | 1,16        | 1.029      | 29               | 2,82        |
| Passività finanziarie a breve termine                          | 4.446      | 307              | 6,91        | 2.299      | 233              | 10,13       |
| Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine         | 3.097      | 36               | 1,16        | 1.781      | 21               | 1,18        |
| Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | 884        | 35               | 3,96        | 948        | 17               | 1,79        |
| Debiti commerciali e altri debiti                              | 25.709     | 3.203            | 12,46       | 21.720     | 2.298            | 10,58       |
| Altre passività correnti                                       | 12.473     | 232              | 1,86        | 15.756     | 339              | 2,15        |
| Passività finanziarie a lungo termine                          | 19.374     | 26               | 0,13        | 23.714     | 5                | 0,02        |
| Passività per beni in leasing a lungo termine                  | 4.067      | 28               | 0,69        | 4.389      | 1                | 0,02        |
| Altre passività non correnti                                   | 3.234      | 462              | 14,29       | 2.246      | 415              | 18,48       |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)   | 2022      |                  |             | 2021     |                  |             | 2020     |                  |             |
|---|-----------|------------------|-------------|----------|------------------|-------------|----------|------------------|-------------|
|   | Totale    | Entità correlate | Incidenza % | Totale   | Entità correlate | Incidenza % | Totale   | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica  | 132.512   | 10.872           | 8,20        | 76.575   | 3.000            | 3,92        | 43.987   | 1.164            | 2,65        |
| Altri ricavi e proventi   | 1.175     | 156              | 13,28       | 1.196    | 52               | 4,35        | 960      | 35               | 3,65        |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi                              | (102.529) | (15.327)         | 14,95       | (55.549) | (8.644)          | 15,56       | (33.551) | (6.595)          | 19,66       |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti | 47        | (2)              | ..          | (279)    | (6)              | 2,15        | (226)    | (6)              | 2,65        |
| Costo lavoro  | (3.015)   | (18)             | 0,60        | (2.888)  | (21)             | 0,73        | (2.863)  | (36)             | 1,26        |
| Altri proventi (oneri) operativi  | (1.736)   | 3.306            | ..          | 903      | 735              | 81,40       | (766)    | 13               | ..          |
| Proventi finanziari   | 8.450     | 160              | 1,89        | 3.723    | 79               | 2,12        | 3.531    | 114              | 3,23        |
| Oneri finanziari  | (9.333)   | (164)            | 1,76        | (4.216)  | (46)             | 1,09        | (4.958)  | (26)             | 0,52        |
| Strumenti finanziari derivati   | 13        | 2                | 15,38       | (306)    |                  |             | 351      |                  |             |
| Altri proventi (oneri) su partecipazioni                                      | 3.623     | 30               | 0,83        | 223      |                  |             | 75       |                  |             |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)   | 2022        | 2021           | 2020           |
|---|-------------|----------------|----------------|
| Ricavi e proventi   | 11.028      | 3.052          | 1.199          |
| Costi e oneri   | (13.749)    | (7.814)        | (5.789)        |
| Altri proventi (oneri) operativi                                  | 3.306       | 735            | 13             |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi                 | (431)       | (342)          | (136)          |
| Interessi   | 69          | 38             | 73             |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>                | <b>223</b>  | <b>(4.331)</b> | <b>(4.640)</b> |
| Investimenti in attività materiali e immateriali                  | (1.596)     | (851)          | (842)          |
| Disinvestimenti in partecipazioni                                 | 165         |                |                |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | 1.480       | (20)           | (370)          |
| Variazione crediti finanziari                                     | (81)        | (105)          | (160)          |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>          | <b>(32)</b> | <b>(976)</b>   | <b>(1.372)</b> |
| Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing      | (88)        | (13)           | 164            |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>         | <b>(88)</b> | <b>(13)</b>    | <b>164</b>     |
| Variazione disponibilità liquide e equivalenti                    | 8           | 2              |                |
| <b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>            | <b>111</b>  | <b>(5.318)</b> | <b>(5.848)</b> |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)  | 2022    |                  |             | 2021     |                  |             | 2020    |                  |             |
|--|---------|------------------|-------------|----------|------------------|-------------|---------|------------------|-------------|
|  | Totale  | Entità correlate | Incidenza % | Totale   | Entità correlate | Incidenza % | Totale  | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa netto da attività operativa        | 17.460  | 223              | 1,28        | 12.861   | (4.331)          | ..          | 4.822   | (4.640)          | ..          |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento  | (7.018) | (32)             | 0,46        | (12.022) | (976)            | 8,12        | (4.587) | (1.372)          | 29,91       |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (8.542) | (88)             | 1,03        | (2.039)  | (13)             | 0,64        | 3.253   | 164              | 5,04        |

## 37 Altre informazioni sulle partecipazioni<sup>30</sup>

### Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo Enipower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non

controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare. Nel 2021 il Gruppo Eni non aveva società controllate con significative interessenze di terzi.

| (€ milioni)  | 2022                   |
|--|------------------------|
|  | <b>Gruppo Enipower</b> |
| <b>Non controlling interest (%)</b>  | <b>49%</b>             |
| Attività correnti  | 547                    |
| Attività non correnti  | 812                    |
| Passività correnti   | 587                    |
| Passività non correnti   | 34                     |
| Ricavi   | 1.636                  |
| Utile netto dell'esercizio   | 171                    |
| Totale utile complessivo dell'esercizio  | 171                    |
| Flusso di cassa netto da attività operativa  | 228                    |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento  | (52)                   |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento                                       | (11)                   |
| Flusso di cassa netto dell'esercizio   | (192)                  |
| Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti | 54                     |
| Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti                                    | 59                     |

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2022 è di €471 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2021).

### Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2022 è stato ceduto il 49% del capitale della controllata Enipower SpA con un incasso di €542 milioni.

Nel 2021 non si segnalano modifiche significative di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(30) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2022 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2022

| Denominazione                            | Sede legale                          | Sede operativa      | Settore di attività             | % interessenza partecipativa | % diritti di voto |
|--|--------------------------------------|---------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------|
| <b>Joint venture</b>                     |                                      |                     |                                 |                              |                   |
| Azule Energy Holdings Ltd                | Londra<br>(Regno Unito)              | Regno Unito         | Exploration & Production        | 50,00                        | 50,00             |
| Cardón IV SA                             | Caracas<br>(Venezuela)               | Venezuela           | Exploration & Production        | 50,00                        | 50,00             |
| Mozambique Rovuma Venture SpA            | San Donato Milanese (MI)<br>(Italia) | Mozambico           | Exploration & Production        | 35,71                        | 35,71             |
| Saipem SpA                               | Milano<br>(Italia)                   | Italia              | Corporate e società finanziarie | 31,19                        | 31,20             |
| Vårgrønn AS                              | Stavanger<br>(Norvegia)              | Norvegia            | Plenitude                       | 65,00                        | 65,00             |
| <b>Joint operation</b>                   |                                      |                     |                                 |                              |                   |
| Damietta LNG (DLNG) SAE                  | Damietta<br>(Egitto)                 | Egitto              | Global Gas & LNG Portfolio      | 50,00                        | 50,00             |
| GreenStream BV                           | Amsterdam<br>(Paesi Bassi)           | Libia               | Global Gas & LNG Portfolio      | 50,00                        | 50,00             |
| Raffineria di Milazzo ScpA               | Milazzo (ME)<br>(Italia)             | Italia              | Refining & Marketing            | 50,00                        | 50,00             |
| <b>Collegate</b>                         |                                      |                     |                                 |                              |                   |
| ADNOC Global Trading Ltd                 | Abu Dhabi<br>(Emirati Arabi Uniti)   | Emirati Arabi Uniti | Refining & Marketing            | 20,00                        | 20,00             |
| Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer) | Abu Dhabi<br>(Emirati Arabi Uniti)   | Emirati Arabi Uniti | Refining & Marketing            | 20,00                        | 20,00             |
| Coral FLNG SA                            | Maputo<br>(Mozambico)                | Mozambico           | Exploration & Production        | 25,00                        | 25,00             |
| Novamont SpA                             | Novara<br>(Italia)                   | Italia              | Chimica                         | 35,00                        | 35,00             |
| Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)  | Doha<br>(Qatar)                      | Qatar               | Exploration & Production        | 25,00                        | 25,00             |
| Vår Energi ASA                           | Sandnes<br>(Norvegia)                | Norvegia            | Exploration & Production        | 63,08                        | 63,08             |

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

| (€ milioni)                                      | 2022                      |              |               |                     |
|--|---------------------------|--------------|---------------|---------------------|
|  | Azule Energy Holdings Ltd | Cardón IV SA | Saipem SpA    | Altre non rilevanti |
| Attività correnti                                | 3.869                     | 425          | 7.627         | 741                 |
| - di cui disponibilità liquide ed equivalenti    | 966                       | 7            | 2.052         | 219                 |
| Attività non correnti                            | 21.281                    | 1.812        | 4.770         | 13.639              |
| <b>Totale attività</b>                           | <b>25.150</b>             | <b>2.237</b> | <b>12.397</b> | <b>14.380</b>       |
| Passività correnti                               | 2.635                     | 431          | 6.932         | 1.764               |
| - di cui passività finanziarie correnti          | 159                       | 3            | 1.040         | 1.278               |
| Passività non correnti                           | 12.369                    | 940          | 3.352         | 10.740              |
| - di cui passività finanziarie non correnti      | 4.403                     | 43           | 1.993         | 10.146              |
| <b>Totale passività</b>                          | <b>15.004</b>             | <b>1.371</b> | <b>10.284</b> | <b>12.504</b>       |
| <b>Net equity</b>                                | <b>10.146</b>             | <b>866</b>   | <b>2.113</b>  | <b>1.876</b>        |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 50,00                     | 50,00        | 31,20         |                     |
| <b>Valore di iscrizione della partecipazione</b> | <b>5.073</b>              | <b>433</b>   | <b>645</b>    | <b>915</b>          |
| Ricavi e altri proventi                          | 2.422                     | 942          | 9.991         | 526                 |
| Costi operativi                                  | (956)                     | (679)        | (9.455)       | (463)               |
| Altri proventi (oneri) operativi                 |                           |              | 7             | 25                  |
| Ammortamenti e svalutazioni                      | (1.099)                   | (127)        | (445)         | (258)               |
| <b>Risultato operativo</b>                       | <b>367</b>                | <b>136</b>   | <b>98</b>     | <b>(170)</b>        |
| Proventi (oneri) finanziari                      | (142)                     |              | (195)         | (167)               |
| Proventi (oneri) su partecipazioni               | 718                       |              | (65)          | (4)                 |
| <b>Risultato ante imposte</b>                    | <b>943</b>                | <b>136</b>   | <b>(162)</b>  | <b>(341)</b>        |
| Imposte sul reddito                              | (33)                      | (122)        | (153)         | 62                  |
| Utile relativo a discontinued operation          |                           |              | 106           |                     |
| <b>Risultato netto</b>                           | <b>910</b>                | <b>14</b>    | <b>(209)</b>  | <b>(279)</b>        |
| Altre componenti dell'utile complessivo          | (516)                     | 30           | 24            | 119                 |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b>        | <b>394</b>                | <b>44</b>    | <b>(185)</b>  | <b>(160)</b>        |
| <b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>  | <b>455</b>                | <b>7</b>     | <b>(82)</b>   | <b>7</b>            |
| <b>Dividendi percepiti dalla joint venture</b>   | <b>475</b>                |              |               | <b>8</b>            |

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

| (€ milioni)                               | 2022                          |             |
|---|-------------------------------|-------------|
|   | Mozambique Rovuma Venture SpA | Vårgrønn AS |
| <b>Risultato netto</b>                    | <b>(202)</b>                  | <b>(17)</b> |
| Altre componenti dell'utile complessivo   | 72                            | (7)         |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b> | <b>(130)</b>                  | <b>(24)</b> |

| (€ milioni)                                      | 2021         |                |               |                     |
|--|--------------|----------------|---------------|---------------------|
|  | Cardón IV SA | Saipem SpA     | Vår Energi AS | Altre non rilevanti |
| Attività correnti                                | 285          | 6.819          | 1.382         | 868                 |
| - di cui disponibilità liquide ed equivalenti    | 3            | 1.632          | 198           | 199                 |
| Attività non correnti                            | 1.947        | 4.723          | 16.589        | 7.765               |
| <b>Totale attività</b>                           | <b>2.232</b> | <b>11.542</b>  | <b>17.971</b> | <b>8.633</b>        |
| Passività correnti                               | 373          | 6.844          | 2.148         | 1.169               |
| - di cui passività finanziarie correnti          | 4            | 1.256          | 390           | 300                 |
| Passività non correnti                           | 1.301        | 4.347          | 14.900        | 5.682               |
| - di cui passività finanziarie non correnti      | 430          | 2.679          | 4.160         | 5.167               |
| <b>Totale passività</b>                          | <b>1.674</b> | <b>11.191</b>  | <b>17.048</b> | <b>6.851</b>        |
| <b>Net equity</b>                                | <b>558</b>   | <b>351</b>     | <b>923</b>    | <b>1.782</b>        |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 50,00        | 31,20          | 69,85         |                     |
| <b>Valore di iscrizione della partecipazione</b> | <b>279</b>   | <b>137</b>     | <b>645</b>    | <b>996</b>          |
| Ricavi e altri proventi                          | 686          | 6.880          | 5.191         | 341                 |
| Costi operativi                                  | (546)        | (8.532)        | (1.207)       | (315)               |
| Altri proventi (oneri) operativi                 |              | 2              | (51)          | 4                   |
| Ammortamenti e svalutazioni                      | (98)         | (616)          | (1.825)       | (39)                |
| <b>Risultato operativo</b>                       | <b>42</b>    | <b>(2.266)</b> | <b>2.108</b>  | <b>(9)</b>          |
| Proventi (oneri) finanziari                      | (67)         | (140)          | (350)         | (24)                |
| Proventi (oneri) su partecipazioni               |              | 9              |               |                     |
| <b>Risultato ante imposte</b>                    | <b>(25)</b>  | <b>(2.397)</b> | <b>1.758</b>  | <b>(33)</b>         |
| Imposte sul reddito                              | (131)        | (70)           | (1.729)       | (3)                 |
| <b>Risultato netto</b>                           | <b>(156)</b> | <b>(2.467)</b> | <b>29</b>     | <b>(36)</b>         |
| Altre componenti dell'utile complessivo          | 39           | (117)          | 61            | 27                  |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b>        | <b>(117)</b> | <b>(2.584)</b> | <b>90</b>     | <b>(9)</b>          |
| <b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>  | <b>(78)</b>  | <b>(752)</b>   | <b>20</b>     | <b>(97)</b>         |
| <b>Dividendi percepiti dalla joint venture</b>   |              |                | <b>561</b>    | <b>25</b>           |

| (€ milioni)                               | 2021   |  |
|---|--|--|
|   | Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd | Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd |
| <b>Risultato netto</b>                    | <b>(1)</b>   | <b>(1)</b>   |
| Altre componenti dell'utile complessivo   | 31   | (9)  |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b> | <b>30</b>  | <b>(10)</b>  |

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

| (€ milioni)                                      | 2022                                     |                |               |                     |
|--|--|----------------|---------------|---------------------|
|  | Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) | Vår Energi ASA | Coral FLNG SA | Altre non rilevanti |
| Attività correnti                                | 3.730                                    | 1.612          | 578           | 4.828               |
| - di cui disponibilità liquide ed equivalenti    | 150                                      | 417            | 25            | 284                 |
| Attività non correnti                            | 17.896                                   | 15.821         | 7.386         | 8.830               |
| <b>Totale attività</b>                           | <b>21.626</b>                            | <b>17.433</b>  | <b>7.964</b>  | <b>13.658</b>       |
| Passività correnti                               | 2.681                                    | 3.044          | 695           | 4.220               |
| - di cui passività finanziarie correnti          |  | 561            | 1             | 411                 |
| Passività non correnti                           | 6.458                                    | 13.179         | 5.949         | 4.220               |
| - di cui passività finanziarie non correnti      | 5.366                                    | 2.404          | 5.926         | 4.056               |
| <b>Totale passività</b>                          | <b>9.139</b>                             | <b>16.223</b>  | <b>6.644</b>  | <b>8.440</b>        |
| <b>Net equity</b>                                | <b>12.487</b>                            | <b>1.210</b>   | <b>1.320</b>  | <b>5.218</b>        |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 20,00                                    | 63,08          | 25,00         |                     |
| <b>Valore di iscrizione della partecipazione</b> | <b>2.497</b>                             | <b>763</b>     | <b>330</b>    | <b>1.381</b>        |
| Ricavi e altri proventi                          | 36.240                                   | 9.520          | 59            | 37.846              |
| Costi operativi                                  | (32.916)                                 | (1.280)        | (49)          | (36.754)            |
| Altri proventi (oneri) operativi                 | (702)                                    |                |               | (10)                |
| Ammortamenti e svalutazioni                      | (741)                                    | (1.881)        | (4)           | (247)               |
| <b>Risultato operativo</b>                       | <b>1.881</b>                             | <b>6.359</b>   | <b>6</b>      | <b>835</b>          |
| Proventi (oneri) finanziari                      | (83)                                     | (495)          | 553           | (14)                |
| Proventi (oneri) su partecipazioni               |  |                |               | 3                   |
| <b>Risultato ante imposte</b>                    | <b>1.798</b>                             | <b>5.864</b>   | <b>559</b>    | <b>824</b>          |
| Imposte sul reddito                              |  | (4.768)        | 1             | (26)                |
| <b>Risultato netto</b>                           | <b>1.798</b>                             | <b>1.096</b>   | <b>560</b>    | <b>798</b>          |
| Altre componenti dell'utile complessivo          | 646                                      | (144)          | 29            | (81)                |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b>        | <b>2.444</b>                             | <b>952</b>     | <b>589</b>    | <b>717</b>          |
| <b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>  | <b>360</b>                               | <b>691</b>     | <b>140</b>    | <b>411</b>          |
| <b>Dividendi percepiti dalla collegata</b>       | <b>142</b>                               | <b>469</b>     |               | <b>97</b>           |

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle società collegate rilevanti sono di seguito riportati:

| (€ milioni)                               | 2022                                    |              |                          |
|---|---|--------------|--------------------------|
|   | Qatar Liquefied Gas Company Limited (9) | Novamont SpA | ADNOC Global Trading Ltd |
| <b>Risultato netto</b>                    |   | <b>(152)</b> | <b>849</b>               |
| Altre componenti dell'utile complessivo   | (16)                                    | (107)        | 5                        |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b> | <b>(16)</b>                             | <b>(259)</b> | <b>854</b>               |

| (€ milioni)                                      | 2021                                     |                |               |                     |
|--|--|----------------|---------------|---------------------|
|  | Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) | Angola LNG Ltd | Coral FLNG SA | Altre non rilevanti |
| Attività correnti                                | 3.070                                    | 1.234          | 88            | 2.855               |
| - di cui disponibilità liquide ed equivalenti    | 153                                      | 808            | 8             | 419                 |
| Attività non correnti                            | 16.936                                   | 9.736          | 6.320         | 4.842               |
| <b>Totale attività</b>                           | <b>20.006</b>                            | <b>10.970</b>  | <b>6.408</b>  | <b>7.697</b>        |
| Passività correnti                               | 3.042                                    | 1.061          | 391           | 2.577               |
| - di cui passività finanziarie correnti          |  | 122            | 1             | 139                 |
| Passività non correnti                           | 6.208                                    | 1.935          | 5.392         | 3.857               |
| - di cui passività finanziarie non correnti      | 5.164                                    | 696            | 5.384         | 3.632               |
| <b>Totale passività</b>                          | <b>9.250</b>                             | <b>2.996</b>   | <b>5.783</b>  | <b>6.434</b>        |
| <b>Net equity</b>                                | <b>10.756</b>                            | <b>7.974</b>   | <b>625</b>    | <b>1.263</b>        |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 20,00                                    | 13,60          | 25,00         |                     |
| <b>Valore di iscrizione della partecipazione</b> | <b>2.151</b>                             | <b>1.084</b>   | <b>156</b>    | <b>393</b>          |
| Ricavi e altri proventi                          | 21.758                                   | 2.739          |               | 20.098              |
| Costi operativi                                  | (20.429)                                 | (2.316)        |               | (19.785)            |
| Altri proventi (oneri) operativi                 |  |                |               | (117)               |
| Ammortamenti e svalutazioni                      | (3.054)                                  | 307            |               | (40)                |
| <b>Risultato operativo</b>                       | <b>(1.725)</b>                           | <b>730</b>     |               | <b>156</b>          |
| Proventi (oneri) finanziari                      | (85)                                     | (61)           |               | (5)                 |
| Proventi (oneri) su partecipazioni               |  |                |               | 52                  |
| <b>Risultato ante imposte</b>                    | <b>(1.810)</b>                           | <b>669</b>     |               | <b>203</b>          |
| Imposte sul reddito                              |  |                |               | (16)                |
| <b>Risultato netto</b>                           | <b>(1.810)</b>                           | <b>669</b>     |               | <b>187</b>          |
| Altre componenti dell'utile complessivo          | 892                                      | 623            | 46            | 74                  |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo</b>        | <b>(918)</b>                             | <b>1.292</b>   | <b>46</b>     | <b>261</b>          |
| <b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>  | <b>(362)</b>                             | <b>90</b>      |               | <b>52</b>           |
| <b>Dividendi percepiti dalla collegata</b>       |  |                |               | <b>16</b>           |

## 38 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati<sup>31</sup>. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore<sup>32</sup> di joint venture non incorporate<sup>33</sup>, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché

i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa<sup>34</sup>.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2022, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

| Soggetto beneficiario                                | Importo del vantaggio economico corrisposto (€) |
|--|---|
| Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)                  | 4.750.000                                       |
| Eni Foundation                                       | 4.670.000                                       |
| Fondazione Teatro alla Scala                         | 3.202.992                                       |
| Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)    | 865.695   |
| Fondazione Giorgio Cini                              | 500.000   |
| Caritas Italiana                                     | 498.000   |
| Associazione della Croce Rossa Italiana              | 421.577   |
| Ministero della Salute dell'Angola (MINSa)           | 394.435   |
| Protezione Civile Italiana                           | 310.091   |
| WEF - World Economic Forum                           | 303.567   |
| Fabbrica di San Pietro                               | 180.600   |
| Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS                 | 180.000   |
| Banco dell'energia Ente Filantropico                 | 100.000   |
| Atlantic Council                                     | 95.717  |
| World Business Council for Sustainable Development   | 85.825  |
| Lebanese Armed Forces (LAF)                          | 74.253  |
| Council on Foreign Relations                         | 66.216  |
| Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) | 52.715  |

(31) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(32) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(33) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(34) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

| Soggetto beneficiario  | Importo del vantaggio economico corrisposto (€) |
|--|---|
| Associazione Pionieri e Veterani Eni                                     | 52.000  |
| Bruegel  | 50.000  |
| Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica                         | 50.000  |
| IFRI - Institut Français des Relations Internationales                   | 50.000  |
| Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese                        | 50.000  |
| La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale                        | 45.000  |
| Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)                        | 43.720  |
| Aspen Institute Italia   | 35.000  |
| E4Impact Foundation  | 35.000  |
| Italiadecide   | 35.000  |
| Center for Strategic and International Studies                           | 31.759  |
| Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara                                | 30.000  |
| Global Reporting Initiative  | 27.500  |
| Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali - CENSIS                    | 25.000  |
| AMICAL   | 21.091  |
| Associazione CILLA Liguria   | 21.000  |
| Associazione Amici della Luiss   | 20.000  |
| Centro Studi Americani   | 20.000  |
| GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia                          | 17.000  |
| Comitato Nazionale del Welfare della Gente di Mare                       | 15.000  |
| Voluntary Principles Association (VPA)                                   | 12.798  |
| Harvard University   | 11.415  |
| Fondazione il Talento all'opera Onlus                                    | 10.000  |
| FONDAZIONE SERICS  | 10.000  |
| Parks - Liberi e Uguali  | 10.000  |
| Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro | 10.000  |

## 39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2022, 2021 e 2020 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

## 40 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2022, 2021 e 2020 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

## 41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I contributi straordinari di solidarietà a carico delle società energetiche nel 2022 sono riportati alla nota n. 33 – Imposte sul reddito. La guerra Russia-Ucraina, oltre a costituire un rischio sistemico, non pone rischi specifici per il prosieguo della Società oltre a quanto già comunicato nelle presenti note.

Il 28 marzo 2023 è stato approvato dal Governo il D.L. "Energia" che prevede la modifica della base imponibile ai fini del contributo solidaristico ex Legge 197/2022, con la parziale esclusione degli effetti connessi all'utilizzo di riserve di rivalutazione. Tale modifica comporterà nell'esercizio 2023 una revisione in riduzione, la cui quantificazione è in corso di definizione, dello stanziamento operato nel bilancio 2022.

## Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

### Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

| (€ milioni)  | Italia        | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto        | Sub-Sahariana | Africa Kazakhstan | Resto dell'Asia | America       | Australia e Oceania | Totale         |
|--|---------------|----------------|-----------------------|---------------|---------------|-------------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|
| <b>2022</b>  |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>   |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| Attività relative a riserve certe  | 18.687        | 6.629          | 17.490                | 22.969        | 29.784        | 13.705            | 12.846          | 19.192        | 1.480               | 142.782        |
| Attività relative a riserve probabili e possibili                                      | 22            | 330            | 613                   | 44            | 2.411         | 7                 | 1.462           | 931           | 204                 | 6.024          |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni                                      | 309           | 24             | 1.645                 | 270           | 1.128         | 132               | 13              | 24            | 12                  | 3.557          |
| Immobilizzazioni in corso  | 767           | 237            | 1.282                 | 543           | 1.970         | 936               | 1.457           | 379           | 115                 | 7.686          |
| <b>Costi capitalizzati lordi</b>   | <b>19.785</b> | <b>7.220</b>   | <b>21.030</b>         | <b>23.826</b> | <b>35.293</b> | <b>14.780</b>     | <b>15.778</b>   | <b>20.526</b> | <b>1.811</b>        | <b>160.049</b> |
| Fondi ammortamento e svalutazione  | (15.677)      | (6.214)        | (15.949)              | (16.212)      | (25.024)      | (4.147)           | (10.133)        | (15.341)      | (1.001)             | (109.698)      |
| <b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>(a)</sup></b>                     | <b>4.108</b>  | <b>1.006</b>   | <b>5.081</b>          | <b>7.614</b>  | <b>10.269</b> | <b>10.633</b>     | <b>5.645</b>    | <b>5.185</b>  | <b>810</b>          | <b>50.351</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>  |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| Attività relative a riserve certe  |               | 7.387          | 118                   |               | 27.959        |                   | 287             | 2.100         |                     | 37.851         |
| Attività relative a riserve probabili e possibili                                      |               | 996            |                       |               | 91            |                   |                 |               |                     | 1.087          |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni                                      |               | 31             | 8                     |               | 262           |                   |                 | 8             |                     | 309            |
| Immobilizzazioni in corso  |               | 3.872          | 9                     |               | 1.530         |                   | 48              | 241           |                     | 5.700          |
| <b>Costi capitalizzati lordi</b>   |               | <b>12.286</b>  | <b>135</b>            |               | <b>29.842</b> |                   | <b>335</b>      | <b>2.349</b>  |                     | <b>44.947</b>  |
| Fondi ammortamento e svalutazione  |               | (3.492)        | (68)                  |               | (20.280)      |                   |                 | (1.466)       |                     | (25.306)       |
| <b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>(a)(b)</sup></b> |               | <b>8.794</b>   | <b>67</b>             |               | <b>9.562</b>  |                   | <b>335</b>      | <b>883</b>    |                     | <b>19.641</b>  |
| <b>2021</b>  |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>   |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| Attività relative a riserve certe  | 18.644        | 6.953          | 16.218                | 21.125        | 43.947        | 12.606            | 12.947          | 16.407        | 1.413               | 150.260        |
| Attività relative a riserve probabili e possibili                                      | 20            | 322            | 492                   | 34            | 2.306         | 11                | 1.518           | 878           | 193                 | 5.774          |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni                                      | 308           | 22             | 1.552                 | 248           | 1.342         | 121               | 38              | 21            | 12                  | 3.664          |
| Immobilizzazioni in corso  | 735           | 133            | 1.293                 | 237           | 1.562         | 958               | 1.073           | 719           | 53                  | 6.763          |
| <b>Costi capitalizzati lordi</b>   | <b>19.707</b> | <b>7.430</b>   | <b>19.555</b>         | <b>21.644</b> | <b>49.157</b> | <b>13.696</b>     | <b>15.576</b>   | <b>18.025</b> | <b>1.671</b>        | <b>166.461</b> |
| Fondi ammortamento e svalutazione  | (15.506)      | (6.194)        | (14.244)              | (14.209)      | (36.317)      | (3.514)           | (10.443)        | (13.874)      | (902)               | (115.203)      |
| <b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>(a)</sup></b>                     | <b>4.201</b>  | <b>1.236</b>   | <b>5.311</b>          | <b>7.435</b>  | <b>12.840</b> | <b>10.182</b>     | <b>5.133</b>    | <b>4.151</b>  | <b>769</b>          | <b>51.258</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>  |               |                |                       |               |               |                   |                 |               |                     |                |
| Attività relative a riserve certe  |               | 11.483         | 128                   |               | 1.517         |                   |                 | 1.987         |                     | 15.115         |
| Attività relative a riserve probabili e possibili                                      |               | 2.235          |                       |               |               |                   | 12              |               |                     | 2.247          |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni                                      |               | 36             | 8                     |               | 3             |                   |                 | 7             |                     | 54             |
| Immobilizzazioni in corso  |               | 3.179          | 9                     |               | 1.323         |                   |                 | 227           |                     | 4.738          |
| <b>Costi capitalizzati lordi</b>   |               | <b>16.933</b>  | <b>145</b>            |               | <b>2.843</b>  |                   | <b>12</b>       | <b>2.221</b>  |                     | <b>22.154</b>  |
| Fondi ammortamento e svalutazione  |               | (7.387)        | (63)                  |               | (313)         |                   |                 | (1.324)       |                     | (9.087)        |
| <b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>(a)</sup></b>    |               | <b>9.546</b>   | <b>82</b>             |               | <b>2.530</b>  |                   | <b>12</b>       | <b>897</b>    |                     | <b>13.067</b>  |

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €725 milioni nel 2022 e €767 milioni nel 2021 per le società consolidate e per €565 milioni nel 2022 e €360 milioni nel 2021 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Azule Energy Holdings Ltd.

## Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

| (€ milioni)  | Italia     | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto     | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale       |
|--|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|
| <b>2022</b>  |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>   |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      | 4          |                | 51                    |            |                      |            |                 | 82           |                     | 137          |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      | 2          |                | 111                   |            | 11                   |            |                 |              |                     | 124          |
| Costi di ricerca   | 12         | 101            | 68                    | 179        | 295                  | 4          | 253             | 26           | 1                   | 939          |
| Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>                                   | 216        | (129)          | 343                   | 795        | 1.458                | 277        | 835             | 1.292        | 117                 | 5.204        |
| <b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>                  | <b>234</b> | <b>(28)</b>    | <b>573</b>            | <b>974</b> | <b>1.764</b>         | <b>281</b> | <b>1.088</b>    | <b>1.400</b> | <b>118</b>          | <b>6.404</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                        |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      |            |                |                       |            |                      |            | 291             |              |                     | 291          |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Costi di ricerca   |            | 73             |                       |            | 13                   |            |                 |              |                     | 86           |
| Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>                                   |            | 1.690          | (8)                   |            | 125                  |            | 49              | (9)          |                     | 1.847        |
| <b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b> |            | <b>1.763</b>   | <b>(8)</b>            |            | <b>138</b>           |            | <b>340</b>      | <b>(9)</b>   |                     | <b>2.224</b> |
| <b>2021</b>  |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>   |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      |            |                |                       |            |                      |            |                 | 8            |                     | 8            |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      |            |                | 6                     |            |                      |            |                 | 3            |                     | 9            |
| Costi di ricerca   | 16         | 96             | 33                    | 57         | 136                  | 3          | 188             | 83           | 1                   | 613          |
| Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>                                   | 182        |                | 497                   | 452        | 842                  | 185        | 785             | 657          | 27                  | 3.627        |
| <b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>                  | <b>198</b> | <b>96</b>      | <b>536</b>            | <b>509</b> | <b>978</b>           | <b>188</b> | <b>973</b>      | <b>751</b>   | <b>28</b>           | <b>4.257</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                        |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Costi di ricerca   |            | 92             |                       |            |                      |            |                 |              |                     | 92           |
| Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>                                   |            | 936            | 59                    |            | 4                    |            |                 | 2            |                     | 1.001        |
| <b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b> |            | <b>1.028</b>   | <b>59</b>             |            | <b>4</b>             |            |                 | <b>2</b>     |                     | <b>1.093</b> |
| <b>2020</b>  |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>   |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      |            |                | 55                    | 2          |                      |            |                 |              |                     | 57           |
| Costi di ricerca   | 19         | 20             | 69                    | 67         | 61                   | 7          | 176             | 63           | 1                   | 483          |
| Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>                                   | 472        | 235            | 278                   | 422        | 620                  | 196        | 1.024           | 437          | 10                  | 3.694        |
| <b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>                  | <b>491</b> | <b>255</b>     | <b>402</b>            | <b>491</b> | <b>681</b>           | <b>203</b> | <b>1.200</b>    | <b>500</b>   | <b>11</b>           | <b>4.234</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                        |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve certe                                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili                      |            |                |                       |            |                      |            |                 |              |                     |              |
| Costi di ricerca   |            | 47             |                       |            |                      |            |                 |              |                     | 47           |
| Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>                                   |            | 1.481          | 3                     |            | 6                    |            |                 | 14           |                     | 1.504        |
| <b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b> |            | <b>1.528</b>   | <b>3</b>              |            | <b>6</b>             |            |                 | <b>14</b>    |                     | <b>1.551</b> |

(a) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €307 milioni nel 2022, costi per €62 milioni nel 2021 e costi per €516 milioni nel 2020.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €111 milioni nel 2022, decrementi per €464 milioni nel 2021 e costi per €424 milioni nel 2020.

## Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte,

derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

| (€ milioni)   | Italia       | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto       | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan   | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale        |
|---|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| <b>2022</b>   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| <b>Società consolidate</b>  |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| Ricavi:   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| - vendite a imprese consolidate   | 1.952        | 1.854          | 2.095                 |              | 4.434                | 1.602        | 2.982           | 1.683        | 3                   | 16.605        |
| - vendite a terzi   | 329          | 23             | 3.946                 | 4.897        | 1.216                | 1.001        | 837             | 307          | 72                  | 12.628        |
| <b>Totale ricavi</b>  | <b>2.281</b> | <b>1.877</b>   | <b>6.041</b>          | <b>4.897</b> | <b>5.650</b>         | <b>2.603</b> | <b>3.819</b>    | <b>1.990</b> | <b>75</b>           | <b>29.233</b> |
| Costi di produzione   | (387)        | (189)          | (486)                 | (484)        | (871)                | (241)        | (326)           | (410)        | (21)                | (3.415)       |
| Costi di trasporto  | (3)          | (42)           | (50)                  | (5)          | (29)                 | (147)        | (3)             | (16)         |                     | (295)         |
| Imposte sulla produzione  | (286)        |                | (330)                 |              | (478)                |              | (421)           | (63)         |                     | (1.578)       |
| Costi di ricerca  | (11)         | (25)           | (162)                 | (106)        | (150)                | (6)          | (123)           | (21)         | (1)                 | (605)         |
| Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>  | (449)        | (158)          | (839)                 | (1.156)      | (1.488)              | (434)        | (727)           | (707)        | (90)                | (6.048)       |
| Altri (oneri) proventi  | (1.987)      | (98)           | 1.955                 | (378)        | (196)                | (127)        | (292)           | 2            | (4)                 | (1.125)       |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               | <b>(842)</b> | <b>1.365</b>   | <b>6.129</b>          | <b>2.768</b> | <b>2.438</b>         | <b>1.648</b> | <b>1.927</b>    | <b>775</b>   | <b>(41)</b>         | <b>16.167</b> |
| Imposte sul risultato   | 337          | (665)          | (2.740)               | (1.192)      | (979)                | (524)        | (1.457)         | (41)         | 47                  | (7.214)       |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>                  | <b>(505)</b> | <b>700</b>     | <b>3.389</b>          | <b>1.576</b> | <b>1.459</b>         | <b>1.124</b> | <b>470</b>      | <b>734</b>   | <b>6</b>            | <b>8.953</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| Ricavi:   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| - vendite a imprese consolidate   |              | 2.937          |                       |              | 572                  |              |                 |              |                     | 3.509         |
| - vendite a terzi   |              | 3.039          | 14                    |              | 1.327                |              |                 | 533          |                     | 4.913         |
| <b>Totale ricavi</b>  |              | <b>5.976</b>   | <b>14</b>             |              | <b>1.899</b>         |              |                 | <b>533</b>   |                     | <b>8.422</b>  |
| Costi di produzione   |              | (567)          | (6)                   |              | (244)                |              |                 | (24)         |                     | (841)         |
| Costi di trasporto  |              | (131)          | (1)                   |              | (9)                  |              |                 |              |                     | (141)         |
| Imposte sulla produzione  |              |                | (2)                   |              | (15)                 |              |                 | (123)        |                     | (140)         |
| Costi di ricerca  |              | (44)           |                       |              | (7)                  |              | (13)            |              |                     | (64)          |
| Ammortamenti e svalutazioni   |              | (1.121)        | (6)                   |              | (628)                |              | (1)             | (63)         |                     | (1.819)       |
| Altri (oneri) proventi  |              | (64)           |                       |              | (271)                |              | 1               | (234)        |                     | (568)         |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               |              | <b>4.049</b>   | <b>(1)</b>            |              | <b>725</b>           |              | <b>(13)</b>     | <b>89</b>    |                     | <b>4.849</b>  |
| Imposte sul risultato   |              | (3.076)        | 3                     |              | (21)                 |              |                 | (105)        |                     | (3.199)       |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b> |              | <b>973</b>     | <b>2</b>              |              | <b>704</b>           |              | <b>(13)</b>     | <b>(16)</b>  |                     | <b>1.650</b>  |

(a) Include svalutazioni nette per €279 milioni.

| (€ milioni)   | Italia       | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto       | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan   | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale        |
|---|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| <b>2021</b>   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| <b>Società consolidate</b>  |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| Ricavi:   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| - vendite a imprese consolidate   | 1.680        | 790            | 1.133                 |              | 3.782                | 1.391        | 2.020           | 734          | 4                   | 11.534        |
| - vendite a terzi   |              | 36             | 2.602                 | 3.637        | 930                  | 704          | 380             | 351          | 108                 | 8.748         |
| <b>Totale ricavi</b>  | <b>1.680</b> | <b>826</b>     | <b>3.735</b>          | <b>3.637</b> | <b>4.712</b>         | <b>2.095</b> | <b>2.400</b>    | <b>1.085</b> | <b>112</b>          | <b>20.282</b> |
| Costi di produzione   | (326)        | (147)          | (581)                 | (399)        | (816)                | (211)        | (251)           | (288)        | (17)                | (3.036)       |
| Costi di trasporto  | (4)          | (35)           | (45)                  | (10)         | (20)                 | (150)        | (5)             | (11)         |                     | (280)         |
| Imposte sulla produzione  | (128)        |                | (192)                 |              | (379)                |              | (230)           | (28)         |                     | (957)         |
| Costi di ricerca  | (16)         | (72)           | (27)                  | (47)         | (238)                | (1)          | (135)           | (21)         | (1)                 | (558)         |
| Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>  | (31)         | (196)          | (357)                 | (990)        | (1.468)              | (431)        | (665)           | (243)        | (69)                | (4.450)       |
| Altri (oneri) proventi  | (395)        | 11             | 557                   | (310)        | (330)                | (120)        | (173)           | (132)        | (2)                 | (894)         |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               | <b>780</b>   | <b>387</b>     | <b>3.090</b>          | <b>1.881</b> | <b>1.461</b>         | <b>1.182</b> | <b>941</b>      | <b>362</b>   | <b>23</b>           | <b>10.107</b> |
| Imposte sul risultato   | (198)        | (156)          | (1.450)               | (848)        | (708)                | (394)        | (739)           | (17)         | (15)                | (4.525)       |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>                  | <b>582</b>   | <b>231</b>     | <b>1.640</b>          | <b>1.033</b> | <b>753</b>           | <b>788</b>   | <b>202</b>      | <b>345</b>   | <b>8</b>            | <b>5.582</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| Ricavi:   |              |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |               |
| - vendite a imprese consolidate   |              | 1.831          |                       |              |                      |              |                 |              |                     | 1.831         |
| - vendite a terzi   |              | 1.756          | 12                    |              | 365                  |              |                 | 367          |                     | 2.500         |
| <b>Totale ricavi</b>  |              | <b>3.587</b>   | <b>12</b>             |              | <b>365</b>           |              |                 | <b>367</b>   |                     | <b>4.331</b>  |
| Costi di produzione   |              | (388)          | (6)                   |              | (25)                 |              |                 | (15)         |                     | (434)         |
| Costi di trasporto  |              | (140)          | (1)                   |              | (12)                 |              |                 |              |                     | (153)         |
| Imposte sulla produzione  |              |                | (2)                   |              | (112)                |              |                 | (88)         |                     | (202)         |
| Costi di ricerca  |              | (35)           |                       |              |                      |              |                 |              |                     | (35)          |
| Ammortamenti e svalutazioni   |              | (879)          | (3)                   |              | 42                   |              |                 | (154)        |                     | (994)         |
| Altri (oneri) proventi  |              | (287)          |                       |              | (158)                |              | (1)             | (197)        |                     | (643)         |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               |              | <b>1.858</b>   |                       |              | <b>100</b>           |              | <b>(1)</b>      | <b>(87)</b>  |                     | <b>1.870</b>  |
| Imposte sul risultato   |              | (1.237)        |                       |              |                      |              |                 | (66)         |                     | (1.303)       |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b> |              | <b>621</b>     |                       |              | <b>100</b>           |              | <b>(1)</b>      | <b>(153)</b> |                     | <b>567</b>    |

(a) Include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

| (€ milioni)   | Italia         | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto       | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan   | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale         |
|---|----------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|----------------|
| <b>2020</b>   |                |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>  |                |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |                |
| Ricavi:   |                |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |                |
| - vendite a imprese consolidate   | 799            | 334            | 616                   |              | 2.315                | 788          | 1.333           | 434          | 1                   | 6.620          |
| - vendite a terzi   |                | 53             | 1.610                 | 2.478        | 784                  | 547          | 179             | 204          | 109                 | 5.964          |
| <b>Totale ricavi</b>  | <b>799</b>     | <b>387</b>     | <b>2.226</b>          | <b>2.478</b> | <b>3.099</b>         | <b>1.335</b> | <b>1.512</b>    | <b>638</b>   | <b>110</b>          | <b>12.584</b>  |
| Costi di produzione   | (332)          | (139)          | (371)                 | (367)        | (782)                | (246)        | (236)           | (272)        | (17)                | (2.762)        |
| Costi di trasporto  | (4)            | (30)           | (39)                  | (11)         | (21)                 | (164)        | (4)             | (12)         |                     | (285)          |
| Imposte sulla produzione  | (111)          |                | (135)                 |              | (295)                |              | (133)           | (13)         |                     | (687)          |
| Costi di ricerca  | (19)           | (14)           | (124)                 | (56)         | (77)                 | (3)          | (104)           | (112)        | (1)                 | (510)          |
| Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>  | (1.149)        | (252)          | (1.158)               | (848)        | (2.187)              | (454)        | (1.070)         | (678)        | (65)                | (7.861)        |
| Altri (oneri) proventi  | (255)          | (45)           | (360)                 | (204)        | 25                   | (153)        | (90)            | (71)         | 6                   | (1.147)        |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               | <b>(1.071)</b> | <b>(93)</b>    | <b>39</b>             | <b>992</b>   | <b>(238)</b>         | <b>315</b>   | <b>(125)</b>    | <b>(520)</b> | <b>33</b>           | <b>(668)</b>   |
| Imposte sul risultato   | 219            | 69             | (671)                 | (519)        | (33)                 | (134)        | (193)           | 86           | (11)                | (1.187)        |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>                  | <b>(852)</b>   | <b>(24)</b>    | <b>(632)</b>          | <b>473</b>   | <b>(271)</b>         | <b>181</b>   | <b>(318)</b>    | <b>(434)</b> | <b>22</b>           | <b>(1.855)</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>   |                |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |                |
| Ricavi:   |                |                |                       |              |                      |              |                 |              |                     |                |
| - vendite a imprese consolidate   |                | 862            |                       |              |                      |              |                 |              |                     | 862            |
| - vendite a terzi   |                | 782            | 10                    |              | 131                  |              |                 | 307          |                     | 1.230          |
| <b>Totale ricavi</b>  |                | <b>1.644</b>   | <b>10</b>             |              | <b>131</b>           |              |                 | <b>307</b>   |                     | <b>2.092</b>   |
| Costi di produzione   |                | (350)          | (7)                   |              | (23)                 |              |                 | (18)         |                     | (398)          |
| Costi di trasporto  |                | (161)          | (1)                   |              | (11)                 |              |                 |              |                     | (173)          |
| Imposte sulla produzione  |                |                | (2)                   |              | (3)                  |              |                 | (76)         |                     | (81)           |
| Costi di ricerca  |                | (35)           |                       |              |                      |              |                 |              |                     | (35)           |
| Ammortamenti e svalutazioni   |                | (1.163)        | (1)                   |              | (69)                 |              |                 | (50)         |                     | (1.283)        |
| Altri (oneri) proventi  |                | (90)           | (1)                   |              | (35)                 |              | (2)             | (146)        |                     | (274)          |
| <b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>                               |                | <b>(155)</b>   | <b>(2)</b>            |              | <b>(10)</b>          |              | <b>(2)</b>      | <b>17</b>    |                     | <b>(152)</b>   |
| Imposte sul risultato   |                | 469            | 1                     |              |                      |              |                 | (29)         |                     | 441            |
| <b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b> |                | <b>314</b>     | <b>(1)</b>            |              | <b>(10)</b>          |              | <b>(2)</b>      | <b>(12)</b>  |                     | <b>289</b>     |

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

## Riserve certe di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2022 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione. Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione<sup>(35)</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>(36)</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e

includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2022 da Ryder Scott Company e Sproule hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2022 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2022<sup>(37)</sup>.

Nel triennio 2020-2022 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 90% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2022 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Nené e Litchendjli in Congo.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 54%, 58% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2022, 2021 e 2020. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2022, 2021 e 2020.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 3%, il 4% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2022, 2021 e 2020; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 67.554 milioni di metri cubi nel 2022 (63.277 milioni e 63.338 milioni rispettivamente nel 2021 e 2020); (iii) le

(35) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, Société Générale de Surveillance e Sproule.

(36) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2022".

(37) Includere le riserve delle società in joint venture e collegate.

quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp nel corso dell'anno.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi,

delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

## Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022 ammontano a 2.423 milioni di boe, di cui 1.104 milioni di barili di liquidi e 197 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia. Le società consolidate possiedono riserve certe

non sviluppate per 727 milioni di barili di liquidi e 135 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

|   |              |
|---|--------------|
| <b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021</b> | <b>2.020</b> |
| Promozioni  | (317)        |
| Nuove scoperte ed estensioni                            | 152          |
| Revisioni di precedenti stime                           | 227          |
| Miglioramenti da recupero assistito                     | 4            |
| Portfolio   | 337          |
| <b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022</b> | <b>2.423</b> |

Nel 2022 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 403 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 76 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 327 milioni di boe). Le principali variazioni sono riferite a:

- i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-317 milioni di boe) legate principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a Coral in Mozambico (-172 milioni di boe), a Snorre di Vår Energi in Norvegia (-22 milioni di boe), a Kashagan in Kazakistan (-19 milioni di boe) nonché al progetto Amoca in Messico (-15 milioni di boe);
- ii) nuove scoperte ed estensioni pari 152 milioni di boe per:
  - (i) un incremento di 121 milioni di barili di liquidi, relativo principalmente alla decisione d'investimento per i progetti

Baleine in Costa d'Avorio (59 milioni di barili), e nella società Azule in Angola (54 milioni di barili); (ii) e da un incremento di 5 miliardi di metri cubi di gas, relativo principalmente a Baleine in Costa d'Avorio;

- iii) revisioni di precedenti stime (227 milioni di boe), di cui 37 milioni di barili di olio e 27 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (131 milioni di boe), Nené in Congo (85 milioni di Boe) e nella Struttura E in Libia (+51 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione delle attività in Nigeria (-126 milioni di boe) ed all'Iraq (-24 milioni di boe). Azule e Vår Energi contribuiscono rispettivamente per +51 milioni di boe e +13 milioni di boe;
- iv) miglioramenti da recupero assistito (4 milioni di boe) riferiti ad Azule in Angola.

## Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

| (milioni di barili)                         | Italia     | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto     | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America    | Australia e Oceania | Totale       |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| <b>2022</b>                                 |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>                  |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2021                 | 197        | 34             | 393                   | 210        | 589                  | 710        | 476             | 237        | 1                   | 2.847        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 146        | 34             | 225                   | 164        | 435                  | 641        | 262             | 164        | 1                   | 2.072        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 51         |                | 168                   | 46         | 154                  | 69         | 214             | 73         |                     | 775          |
| Acquisizioni                                | 1          |                | 17                    |            |                      |            |                 | 2          |                     | 20           |
| Revisioni di precedenti stime               | 3          | 6              | (8)                   | (16)       | (62)                 | (34)       | (15)            | 13         |                     | (113)        |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                | 2                     |            |                      |            |                 | 4          |                     | 6            |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            | 3              | 5                     | 1          | 61                   |            |                 |            |                     | 70           |
| Produzione                                  | (13)       | (7)            | (45)                  | (28)       | (51)                 | (32)       | (28)            | (22)       |                     | (226)        |
| Cessioni                                    |            |                |                       |            |                      | (170)      |                 |            |                     | (170)        |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          | <b>188</b> | <b>36</b>      | <b>364</b>            | <b>167</b> | <b>367</b>           | <b>644</b> | <b>433</b>      | <b>234</b> | <b>1</b>            | <b>2.434</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2020                 |            | 378            | 9                     |            | 21                   |            |                 | 6          |                     | 414          |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |            | 175            | 9                     |            | 9                    |            |                 | 6          |                     | 199          |
| <i>non sviluppate</i>                       |            | 203            |                       |            | 12                   |            |                 |            |                     | 215          |
| Acquisizioni                                |            |                |                       |            | 132                  |            | 100             |            |                     | 232          |
| Revisioni di precedenti stime               |            | 38             |                       |            | 37                   |            |                 | 22         |                     | 97           |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                |                       |            | 4                    |            |                 |            |                     | 4            |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            | 4              |                       |            | 54                   |            |                 |            |                     | 58           |
| Produzione                                  |            | (33)           | (1)                   |            | (13)                 |            |                 | (1)        |                     | (48)         |
| Cessioni                                    |            | (37)           |                       |            |                      |            |                 |            |                     | (37)         |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          |            | <b>350</b>     | <b>8</b>              |            | <b>235</b>           |            | <b>100</b>      | <b>27</b>  |                     | <b>720</b>   |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          | <b>188</b> | <b>386</b>     | <b>372</b>            | <b>167</b> | <b>602</b>           | <b>644</b> | <b>533</b>      | <b>261</b> | <b>1</b>            | <b>3.154</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>139</b> | <b>205</b>     | <b>209</b>            | <b>135</b> | <b>347</b>           | <b>585</b> | <b>231</b>      | <b>198</b> | <b>1</b>            | <b>2.050</b> |
| consolidate                                 | 139        | 32             | 201                   | 135        | 212                  | 585        | 231             | 171        | 1                   | 1.707        |
| joint venture e collegate                   |            | 173            | 8                     |            | 135                  |            |                 | 27         |                     | 343          |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>49</b>  | <b>181</b>     | <b>163</b>            | <b>32</b>  | <b>255</b>           | <b>59</b>  | <b>302</b>      | <b>63</b>  |                     | <b>1.104</b> |
| consolidate                                 | 49         | 4              | 163                   | 32         | 155                  | 59         | 202             | 63         |                     | 727          |
| joint venture e collegate                   |            | 177            |                       |            | 100                  |            | 100             |            |                     | 377          |

| (milioni di barili)                         | Italia     | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto     | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America    | Australia e Oceania | Totale       |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| <b>2021</b>                                 |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>                  |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2020                 | 178        | 34             | 383                   | 227        | 624                  | 805        | 579             | 224        | 1                   | 3.055        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 146        | 31             | 243                   | 172        | 469                  | 716        | 297             | 143        | 1                   | 2.218        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 32         | 3              | 140                   | 55         | 155                  | 89         | 282             | 81         |                     | 837          |
| Acquisizioni                                |            |                |                       |            |                      |            |                 | 1          |                     | 1            |
| Revisioni di precedenti stime               | 32         | 8              | 49                    | 11         | 21                   | (58)       | (74)            | 21         |                     | 10           |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                |                       |            | 2                    |            |                 | 10         |                     | 12           |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            | (1)            | 6                     | 2          | 16                   |            |                 |            |                     | 23           |
| Produzione                                  | (13)       | (7)            | (45)                  | (30)       | (72)                 | (37)       | (29)            | (19)       |                     | (252)        |
| Cessioni                                    |            |                |                       |            | (2)                  |            |                 |            |                     | (2)          |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          | <b>197</b> | <b>34</b>      | <b>393</b>            | <b>210</b> | <b>589</b>           | <b>710</b> | <b>476</b>      | <b>237</b> | <b>1</b>            | <b>2.847</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2020                 |            | 400            | 12                    |            | 18                   |            |                 | 30         |                     | 460          |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |            | 176            | 12                    |            | 15                   |            |                 | 30         |                     | 233          |
| <i>non sviluppate</i>                       |            | 224            |                       |            | 3                    |            |                 |            |                     | 227          |
| Acquisizioni                                |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Revisioni di precedenti stime               |            | 17             | (2)                   |            | 4                    |            |                 | (23)       |                     | (4)          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            | 2              |                       |            |                      |            |                 |            |                     | 2            |
| Produzione                                  |            | (41)           | (1)                   |            | (1)                  |            |                 | (1)        |                     | (44)         |
| Cessioni                                    |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          |            | <b>378</b>     | <b>9</b>              |            | <b>21</b>            |            |                 | <b>6</b>   |                     | <b>414</b>   |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          | <b>197</b> | <b>412</b>     | <b>402</b>            | <b>210</b> | <b>610</b>           | <b>710</b> | <b>476</b>      | <b>243</b> | <b>1</b>            | <b>3.261</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>146</b> | <b>209</b>     | <b>234</b>            | <b>164</b> | <b>444</b>           | <b>641</b> | <b>262</b>      | <b>170</b> | <b>1</b>            | <b>2.271</b> |
| consolidate                                 | 146        | 34             | 225                   | 164        | 435                  | 641        | 262             | 164        | 1                   | 2.072        |
| joint venture e collegate                   |            | 175            | 9                     |            | 9                    |            |                 | 6          |                     | 199          |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>51</b>  | <b>203</b>     | <b>168</b>            | <b>46</b>  | <b>166</b>           | <b>69</b>  | <b>214</b>      | <b>73</b>  |                     | <b>990</b>   |
| consolidate                                 | 51         |                | 168                   | 46         | 154                  | 69         | 214             | 73         |                     | 775          |
| joint venture e collegate                   |            | 203            |                       |            | 12                   |            |                 |            |                     | 215          |

| (milioni di barili)                         | Italia     | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto     | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America    | Australia e Oceania | Totale       |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| <b>2020</b>                                 |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Società consolidate</b>                  |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2019                 | 194        | 41             | 468                   | 264        | 694                  | 746        | 491             | 225        | 1                   | 3.124        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 137        | 37             | 301                   | 149        | 519                  | 682        | 245             | 148        | 1                   | 2.219        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 57         | 4              | 167                   | 115        | 175                  | 64         | 246             | 77         |                     | 905          |
| Acquisizioni                                |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Revisioni di precedenti stime               | 1          | 1              | (44)                  | (14)       | 10                   | 100        | 114             | 16         |                     | 184          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                |                       |            |                      |            | 5               |            |                     | 5            |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            |                |                       |            |                      |            | 1               | 4          |                     | 5            |
| Produzione                                  | (17)       | (8)            | (41)                  | (23)       | (80)                 | (41)       | (32)            | (21)       |                     | (263)        |
| Cessioni                                    |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          | <b>178</b> | <b>34</b>      | <b>383</b>            | <b>227</b> | <b>624</b>           | <b>805</b> | <b>579</b>      | <b>224</b> | <b>1</b>            | <b>3.055</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Riserve al 31 dicembre 2019                 |            | 424            | 12                    |            | 10                   |            |                 | 31         |                     | 477          |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |            | 219            | 12                    |            | 7                    |            |                 | 31         |                     | 269          |
| <i>non sviluppate</i>                       |            | 205            |                       |            | 3                    |            |                 |            |                     | 208          |
| Acquisizioni                                |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Revisioni di precedenti stime               |            | (11)           |                       |            | 9                    |            |                 |            |                     | (2)          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| Estensioni e nuove scoperte                 |            | 30             |                       |            |                      |            |                 |            |                     | 30           |
| Produzione                                  |            | (43)           |                       |            | (1)                  |            |                 | (1)        |                     | (45)         |
| Cessioni                                    |            |                |                       |            |                      |            |                 |            |                     |              |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          |            | <b>400</b>     | <b>12</b>             |            | <b>18</b>            |            |                 | <b>30</b>  |                     | <b>460</b>   |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          | <b>178</b> | <b>434</b>     | <b>395</b>            | <b>227</b> | <b>642</b>           | <b>805</b> | <b>579</b>      | <b>254</b> | <b>1</b>            | <b>3.515</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>146</b> | <b>207</b>     | <b>255</b>            | <b>172</b> | <b>484</b>           | <b>716</b> | <b>297</b>      | <b>173</b> | <b>1</b>            | <b>2.451</b> |
| consolidate                                 | 146        | 31             | 243                   | 172        | 469                  | 716        | 297             | 143        | 1                   | 2.218        |
| joint venture e collegate                   |            | 176            | 12                    |            | 15                   |            |                 | 30         |                     | 233          |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>32</b>  | <b>227</b>     | <b>140</b>            | <b>55</b>  | <b>158</b>           | <b>89</b>  | <b>282</b>      | <b>81</b>  |                     | <b>1.064</b> |
| consolidate                                 | 32         | 3              | 140                   | 55         | 155                  | 89         | 282             | 81         |                     | 837          |
| joint venture e collegate                   |            | 224            |                       |            | 3                    |            |                 |            |                     | 227          |

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.

## Società consolidate

### ACQUISIZIONI

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milione di barili) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

Nel 2022 sono state effettuate operazioni per 20 milioni di barili, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili. Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakistan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo. Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 milioni di barili) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 milioni di barili). Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 milioni di barili), Angola (8 milioni di barili) e Ghana (3 milioni di barili), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 milioni di barili). In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 milioni di barili), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 milioni di barili). In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis. In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 milioni di barili) e in Algeria (-17 milioni di barili).

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleiha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Ni-

geria. In Kazakistan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq. In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono pari a -113 milioni di barili. Le principali revisioni positive riguardano gli Emirati Arabi Uniti (+23 milioni di barili) in particolare sul campo di Umm Shaif (19 milioni di barili), gli Stati Uniti (+16 milioni di barili) principalmente sui campi di Triton e Allegheny e la Libia (15 milioni di barili) su Wafa e la Struttura E. Le principali variazioni negative si registrano in Nigeria (-70 milioni di barili), in Iraq (-39 milioni di barili) e in Kazakistan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).

### MIGLIORAMENTI DA RECUPERO ASSISTITO

Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.

Nel 2022 si totalizzano 70 milioni di barili di nuove scoperte ed estensioni dovute principalmente alla decisione finale d'investimento del progetto Baleine in Costa d'Avorio per 59 milioni di barili, sul progetto NAHE in Algeria e Talbot nel Regno Unito.

### CESSIONI

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.

Nel 2022 si registrano 170 milioni di barili di cessioni in relazione al conferimento degli asset Eni in Angola alla JV Azule costituita al 50% con bp, nonché alla cessione dell'OML 11 in Nigeria.

## Società in joint venture e collegate

### ACQUISIZIONI

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 le acquisizioni ammontano a 232 milioni di barili dovute all'acquisizione di una quota del 50% nella JV Azule in Angola costituita al 50% con BP, (132 milioni di barili) ed all'ingresso di Eni nel progetto NFE in Qatar (100 milioni di barili).

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente ad Azule relativamente al progetto Angola LNG per migliori performance.

Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

Nel 2022 le revisioni sono state positive per 97 milioni di barili, localizzate principalmente in Angola con riferimento alla JV Azule (+38 milioni di barili), Vår Energi in Norvegia (+37 milioni di barili) e in Venezuela (+21 milioni di barili).

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione di investimento del progetto Bredablick in Norvegia.

Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.

### CESSIONI

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

## Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi)                     | Italia        | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto         | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America       | Australia e Oceania | Totale         |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|
| <b>2022</b>                                 |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>                  |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2021                 | 25.994        | 7.005          | 64.357                | 117.547        | 83.628               | 48.296        | 43.101          | 7.753         | 12.103              | 409.784        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 20.635        | 6.849          | 22.119                | 103.519        | 49.801               | 48.287        | 27.501          | 5.936         | 7.525               | 292.172        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 5.359         | 156            | 42.238                | 14.028         | 33.827               | 9             | 15.600          | 1.817         | 4.578               | 117.612        |
| Acquisizioni                                | 2             |                | 175                   |                |                      |               |                 | 63            |                     | 240            |
| Revisioni di precedenti stime               | 1.110         | 412            | 7.920                 | 5.470          | (8.081)              | (2.064)       | (1.512)         | 476           | (32)                | 3.699          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |               |                | 40                    |                |                      |               |                 |               |                     | 40             |
| Estensioni e nuove scoperte                 |               | 203            | 1.046                 | 1.484          | 4.346                |               |                 |               |                     | 7.079          |
| Produzione <sup>(a)</sup>                   | (2.501)       | (1.291)        | (7.737)               | (14.606)       | (4.971)              | (2.052)       | (5.242)         | (835)         | (541)               | (39.776)       |
| Cessioni                                    |               |                |                       |                | (8.628)              |               | (79)            |               |                     | (8.707)        |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          | <b>24.605</b> | <b>6.329</b>   | <b>65.801</b>         | <b>109.895</b> | <b>66.294</b>        | <b>44.180</b> | <b>36.268</b>   | <b>7.457</b>  | <b>11.530</b>       | <b>372.359</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2021                 |               | 18.533         | 271                   |                | 36.374               |               |                 | 41.348        |                     | 96.526         |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |               | 12.959         | 271                   |                | 4.678                |               |                 | 41.348        |                     | 59.256         |
| <i>non sviluppate</i>                       |               | 5.574          |                       |                | 31.696               |               |                 |               |                     | 37.270         |
| Acquisizioni                                |               |                |                       |                | 5.480                |               | 42.179          |               |                     | 47.659         |
| Revisioni di precedenti stime               |               | 4.087          | 5                     |                | 3.595                |               |                 | (274)         |                     | 7.413          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Estensioni e nuove scoperte                 |               | 545            |                       |                |                      |               |                 |               |                     | 545            |
| Produzione <sup>(b)</sup>                   |               | (3.053)        | (30)                  |                | (1.246)              |               |                 | (2.679)       |                     | (7.008)        |
| Cessioni                                    |               | (1.798)        |                       |                |                      |               |                 |               |                     | (1.798)        |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          |               | <b>18.314</b>  | <b>246</b>            |                | <b>44.203</b>        |               | <b>42.179</b>   | <b>38.395</b> |                     | <b>143.337</b> |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2022</b>          | <b>24.605</b> | <b>24.643</b>  | <b>66.047</b>         | <b>109.895</b> | <b>110.497</b>       | <b>44.180</b> | <b>78.447</b>   | <b>45.852</b> | <b>11.530</b>       | <b>515.696</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>19.681</b> | <b>18.604</b>  | <b>19.209</b>         | <b>77.358</b>  | <b>67.290</b>        | <b>44.180</b> | <b>22.550</b>   | <b>43.897</b> | <b>6.321</b>        | <b>319.090</b> |
| consolidate                                 | 19.681        | 6.047          | 18.963                | 77.358         | 36.992               | 44.180        | 22.550          | 5.502         | 6.321               | 237.594        |
| joint venture e collegate                   |               | 12.557         | 246                   |                | 30.298               |               |                 | 38.395        |                     | 81.496         |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>4.924</b>  | <b>6.039</b>   | <b>46.838</b>         | <b>32.537</b>  | <b>43.207</b>        |               | <b>55.897</b>   | <b>1.955</b>  | <b>5.209</b>        | <b>196.606</b> |
| consolidate                                 | 4.924         | 282            | 46.838                | 32.537         | 29.302               |               | 13.718          | 1.955         | 5.209               | 134.765        |
| joint venture e collegate                   |               | 5.757          |                       |                | 13.905               |               | 42.179          |               |                     | 61.841         |

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mscm.  
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mscm.

| (milioni di metri cubi)                     | Italia        | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto         | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America       | Australia e Oceania | Totale         |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|
| <b>2021</b>                                 |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>                  |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2020                 | 9.862         | 5.882          | 62.336                | 132.859        | 109.397              | 56.725        | 44.992          | 4.961         | 13.420              | 440.434        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 7.934         | 5.489          | 28.707                | 127.730        | 49.581               | 56.725        | 19.094          | 3.075         | 8.927               | 307.262        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 1.928         | 393            | 33.629                | 5.129          | 59.816               |               | 25.898          | 1.886         | 4.493               | 133.172        |
| Acquisizioni                                |               |                |                       |                |                      |               |                 | 33            |                     | 33             |
| Revisioni di precedenti stime               | 18.726        | 2.216          | 9.104                 | (69)           | (25.572)             | (6.021)       | 3.399           | 3.513         | (438)               | 4.858          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Estensioni e nuove scoperte                 |               | 141            | 360                   |                | 5.276                |               | 49              |               |                     | 5.826          |
| Produzione <sup>(a)</sup>                   | (2.594)       | (1.234)        | (7.443)               | (15.243)       | (5.058)              | (2.408)       | (5.339)         | (754)         | (879)               | (40.952)       |
| Cessioni                                    |               |                |                       |                | (415)                |               |                 |               |                     | (415)          |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          | <b>25.994</b> | <b>7.005</b>   | <b>64.357</b>         | <b>117.547</b> | <b>83.628</b>        | <b>48.296</b> | <b>43.101</b>   | <b>7.753</b>  | <b>12.103</b>       | <b>409.784</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2020                 |               | 14.448         | 379                   |                | 10.331               |               |                 | 44.149        |                     | 69.307         |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |               | 11.756         | 379                   |                | 4.830                |               |                 | 44.149        |                     | 61.114         |
| <i>non sviluppate</i>                       |               | 2.692          |                       |                | 5.501                |               |                 |               |                     | 8.193          |
| Acquisizioni                                |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Revisioni di precedenti stime               |               | 6.624          | (76)                  |                | 26.930               |               |                 | (328)         |                     | 33.150         |
| Miglioramenti di recupero assistito         |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Estensioni e nuove scoperte                 |               | 797            |                       |                |                      |               |                 |               |                     | 797            |
| Produzione <sup>(b)</sup>                   |               | (3.336)        | (32)                  |                | (887)                |               |                 | (2.473)       |                     | (6.728)        |
| Cessioni                                    |               |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          |               | <b>18.533</b>  | <b>271</b>            |                | <b>36.374</b>        |               |                 | <b>41.348</b> |                     | <b>96.526</b>  |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2021</b>          | <b>25.994</b> | <b>25.538</b>  | <b>64.628</b>         | <b>117.547</b> | <b>120.002</b>       | <b>48.296</b> | <b>43.101</b>   | <b>49.101</b> | <b>12.103</b>       | <b>506.310</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>20.635</b> | <b>19.808</b>  | <b>22.390</b>         | <b>103.519</b> | <b>54.479</b>        | <b>48.287</b> | <b>27.501</b>   | <b>47.284</b> | <b>7.525</b>        | <b>351.428</b> |
| consolidate                                 | 20.635        | 6.849          | 22.119                | 103.519        | 49.801               | 48.287        | 27.501          | 5.936         | 7.525               | 292.172        |
| joint venture e collegate                   |               | 12.959         | 271                   |                | 4.678                |               |                 | 41.348        |                     | 59.256         |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>5.359</b>  | <b>5.730</b>   | <b>42.238</b>         | <b>14.028</b>  | <b>65.523</b>        | <b>9</b>      | <b>15.600</b>   | <b>1.817</b>  | <b>4.578</b>        | <b>154.882</b> |
| consolidate                                 | 5.359         | 156            | 42.238                | 14.028         | 33.827               | 9             | 15.600          | 1.817         | 4.578               | 117.612        |
| joint venture e collegate                   |               | 5.574          |                       |                | 31.696               |               |                 |               |                     | 37.270         |

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.  
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

| (milioni di metri cubi)                     | Italia       | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto         | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America       | Australia e Oceania | Totale         |
|---|--------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|
| <b>2020</b>                                 |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>                  |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2019                 | 21.298       | 7.398          | 77.532                | 146.993        | 116.195              | 55.747        | 38.203          | 6.785         | 14.350              | 484.501        |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   | 18.592       | 6.840          | 38.927                | 135.274        | 52.609               | 55.743        | 19.403          | 5.282         | 9.118               | 341.788        |
| <i>non sviluppate</i>                       | 2.706        | 558            | 38.605                | 11.719         | 63.586               | 4             | 18.800          | 1.503         | 5.232               | 142.713        |
| Acquisizioni                                |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Revisioni di precedenti stime               | (8.155)      | 132            | (7.347)               | (1.834)        | 238                  | 3.902         | 10.086          | (925)         | 13                  | (3.890)        |
| Miglioramenti di recupero assistito         |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Estensioni e nuove scoperte                 |              |                | 12                    | 168            |                      |               | 1.524           | 107           |                     | 1.811          |
| Produzione <sup>(a)</sup>                   | (3.281)      | (1.648)        | (7.861)               | (12.468)       | (7.036)              | (2.924)       | (4.821)         | (1.006)       | (943)               | (41.988)       |
| Cessioni                                    |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          | <b>9.862</b> | <b>5.882</b>   | <b>62.336</b>         | <b>132.859</b> | <b>109.397</b>       | <b>56.725</b> | <b>44.992</b>   | <b>4.961</b>  | <b>13.420</b>       | <b>440.434</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b> |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Riserve al 31 dicembre 2019                 |              | 21.869         | 388                   |                | 8.155                |               |                 | 46.661        |                     | 77.073         |
| <i>di cui: sviluppate</i>                   |              | 16.914         | 388                   |                | 2.520                |               |                 | 46.661        |                     | 66.483         |
| <i>non sviluppate</i>                       |              | 4.955          |                       |                | 5.635                |               |                 |               |                     | 10.590         |
| Acquisizioni                                |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Revisioni di precedenti stime               |              | (3.638)        | 22                    |                | 3.200                |               |                 | (325)         |                     | (741)          |
| Miglioramenti di recupero assistito         |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Estensioni e nuove scoperte                 |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| Produzione <sup>(b)</sup>                   |              | (3.783)        | (31)                  |                | (1.024)              |               |                 | (2.187)       |                     | (7.025)        |
| Cessioni                                    |              |                |                       |                |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          |              | <b>14.448</b>  | <b>379</b>            |                | <b>10.331</b>        |               |                 | <b>44.149</b> |                     | <b>69.307</b>  |
| <b>Riserve al 31 dicembre 2020</b>          | <b>9.862</b> | <b>20.330</b>  | <b>62.715</b>         | <b>132.859</b> | <b>119.728</b>       | <b>56.725</b> | <b>44.992</b>   | <b>49.110</b> | <b>13.420</b>       | <b>509.741</b> |
| <b>Sviluppate</b>                           | <b>7.934</b> | <b>17.245</b>  | <b>29.086</b>         | <b>127.730</b> | <b>54.411</b>        | <b>56.725</b> | <b>19.094</b>   | <b>47.224</b> | <b>8.927</b>        | <b>368.376</b> |
| consolidate                                 | 7.934        | 5.489          | 28.707                | 127.730        | 49.581               | 56.725        | 19.094          | 3.075         | 8.927               | 307.262        |
| joint venture e collegate                   |              | 11.756         | 379                   |                | 4.830                |               |                 | 44.149        |                     | 61.114         |
| <b>Non sviluppate</b>                       | <b>1.928</b> | <b>3.085</b>   | <b>33.629</b>         | <b>5.129</b>   | <b>65.317</b>        |               | <b>25.898</b>   | <b>1.886</b>  | <b>4.493</b>        | <b>141.365</b> |
| consolidate                                 | 1.928        | 393            | 33.629                | 5.129          | 59.816               |               | 25.898          | 1.886         | 4.493               | 133.172        |
| joint venture e collegate                   |              | 2.692          |                       |                | 5.501                |               |                 |               |                     | 8.193          |

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.

## Società consolidate

### ACQUISIZIONI

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

Nel 2022 sono state effettuate acquisizioni per 240 milioni di metri cubi, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria (176 milioni di metri cubi) e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacinia-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); (iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; (iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Messico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati

Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

Nel 2022 le revisioni totali sono pari a 3.699 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Congo (13.270 milioni di metri cubi) principalmente sul campo di Nenè, in Libia (10.120 milioni di metri cubi) ed Egitto (5.470 milioni di metri cubi). Le principali revisioni negative sono state rilevate in Nigeria (-21.641 milioni di metri cubi), Algeria (-2.100 milioni di metri cubi) e Kazakhstan (-2.064 milioni di metri cubi).

### MIGLIORAMENTI DA RECUPERO ASSISTITO

Nel biennio 2020-2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2022 sono state rilevati 40 milioni di metri cubi di miglioramenti da recupero assistito in Algeria sui campi BRW e BKNE Alpha.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West. Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkin North in Algeria.

Nel 2022 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 7.079 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente alla decisione finale d'investimento in Baleine in Costa d'Avorio e in Bashrush in Egitto.

### CESSIONI

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

Nel 2022 le cessioni sono 8.707 milioni di metri cubi principalmente dovute alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata; la cessione degli asset in Pakistan ammonta a 79 milioni di metri cubi.

## Società in joint venture e collegate

### ACQUISIZIONI

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 si registrano acquisizioni per 47.659 milioni di metri cubi dovute all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar e all'acquisizione in Angola di una quota del 50% nella JV Azule costituita pariteticamente con BP.

**REVISIONI DI PRECEDENTI STIME**

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono 7.413 milioni di metri cubi, principalmente dovute ad Azule in Angola, Vår Energi in Norvegia e Coral in Mozambico.

**ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE**

Nel 2019 e 2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.

**CESSIONI**

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

**Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati**

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del

gas medi dell'anno relativamente al 2022, 2021 e 2020. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

| (€ milioni)   | Italia        | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto        | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America       | Australia e Oceania | Totale         |
|---|---------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|----------------|
| <b>31 dicembre 2022</b>   |               |                |                       |               |                      |               |                 |               |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>  |               |                |                       |               |                      |               |                 |               |                     |                |
| Entrate di cassa future   | 38.968        | 7.609          | 50.838                | 34.198        | 48.292               | 53.529        | 45.179          | 21.233        | 1.525               | 301.371        |
| Costi futuri di produzione  | (10.267)      | (1.752)        | (6.675)               | (11.171)      | (15.823)             | (7.844)       | (12.181)        | (5.950)       | (230)               | (71.893)       |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              | (4.484)       | (1.296)        | (4.894)               | (2.941)       | (10.057)             | (1.873)       | (4.562)         | (3.063)       | (377)               | (33.547)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> | <b>24.217</b> | <b>4.561</b>   | <b>39.269</b>         | <b>20.086</b> | <b>22.412</b>        | <b>43.812</b> | <b>28.436</b>   | <b>12.220</b> | <b>918</b>          | <b>195.931</b> |
| Imposte sul reddito future  | (6.388)       | (3.087)        | (23.766)              | (7.119)       | (7.990)              | (11.568)      | (21.227)        | (4.903)       | (81)                | (86.129)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      | <b>17.829</b> | <b>1.474</b>   | <b>15.503</b>         | <b>12.967</b> | <b>14.422</b>        | <b>32.244</b> | <b>7.209</b>    | <b>7.317</b>  | <b>837</b>          | <b>109.802</b> |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        | (7.141)       | (344)          | (7.176)               | (4.562)       | (6.456)              | (16.087)      | (2.980)         | (3.443)       | (357)               | (48.546)       |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      | <b>10.688</b> | <b>1.130</b>   | <b>8.327</b>          | <b>8.405</b>  | <b>7.966</b>         | <b>16.157</b> | <b>4.229</b>    | <b>3.874</b>  | <b>480</b>          | <b>61.256</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                         |               |                |                       |               |                      |               |                 |               |                     |                |
| Entrate di cassa future   |               | 50.468         | 265                   |               | 42.450               |               | 33.075          | 8.133         |                     | 134.391        |
| Costi futuri di produzione  |               | (7.628)        | (123)                 |               | (10.579)             |               | (9.749)         | (2.083)       |                     | (30.162)       |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              |               | (6.458)        | (57)                  |               | (3.508)              |               | (560)           | (178)         |                     | (10.761)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> |               | <b>36.382</b>  | <b>85</b>             |               | <b>28.363</b>        |               | <b>22.766</b>   | <b>5.872</b>  |                     | <b>93.468</b>  |
| Imposte sul reddito future  |               | (27.333)       | (3)                   |               | (8.117)              |               | (19.393)        | (2.469)       |                     | (57.315)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      |               | <b>9.049</b>   | <b>82</b>             |               | <b>20.246</b>        |               | <b>3.373</b>    | <b>3.403</b>  |                     | <b>36.153</b>  |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        |               | (2.501)        | (15)                  |               | (9.058)              |               | (2.462)         | (1.416)       |                     | (15.452)       |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      |               | <b>6.548</b>   | <b>67</b>             |               | <b>11.188</b>        |               | <b>911</b>      | <b>1.987</b>  |                     | <b>20.701</b>  |
| <b>Totale</b>   | <b>10.688</b> | <b>7.678</b>   | <b>8.394</b>          | <b>8.405</b>  | <b>19.154</b>        | <b>16.157</b> | <b>5.140</b>    | <b>5.861</b>  | <b>480</b>          | <b>81.957</b>  |

| (€ milioni)   | Italia       | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto        | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale         |
|---|--------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|--------------|---------------------|----------------|
| <b>31 dicembre 2021</b>   |              |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |                |
| <b>Società consolidate</b>  |              |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |                |
| Entrate di cassa future   | 18.933       | 4.679          | 33.142                | 31.344        | 40.929               | 36.430        | 32.594          | 13.607       | 1.511               | 213.169        |
| Costi futuri di produzione  | (6.929)      | (1.496)        | (6.325)               | (9.726)       | (13.196)             | (7.343)       | (9.578)         | (4.189)      | (251)               | (59.033)       |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              | (4.104)      | (865)          | (4.688)               | (2.036)       | (5.117)              | (1.750)       | (4.278)         | (2.298)      | (288)               | (25.424)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> | <b>7.900</b> | <b>2.318</b>   | <b>22.129</b>         | <b>19.582</b> | <b>22.616</b>        | <b>27.337</b> | <b>18.738</b>   | <b>7.120</b> | <b>972</b>          | <b>128.712</b> |
| Imposte sul reddito future  | (2.037)      | (1.001)        | (12.345)              | (6.736)       | (8.372)              | (6.301)       | (12.899)        | (2.386)      | (75)                | (52.152)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      | <b>5.863</b> | <b>1.317</b>   | <b>9.784</b>          | <b>12.846</b> | <b>14.244</b>        | <b>21.036</b> | <b>5.839</b>    | <b>4.734</b> | <b>897</b>          | <b>76.560</b>  |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        | (2.112)      | (170)          | (4.516)               | (4.211)       | (5.608)              | (10.703)      | (2.295)         | (1.980)      | (350)               | (31.945)       |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      | <b>3.751</b> | <b>1.147</b>   | <b>5.268</b>          | <b>8.635</b>  | <b>8.636</b>         | <b>10.333</b> | <b>3.544</b>    | <b>2.754</b> | <b>547</b>          | <b>44.615</b>  |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                         |              |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |                |
| Entrate di cassa future   |              | 28.037         | 230                   |               | 8.884                |               |                 | 5.971        |                     | 43.122         |
| Costi futuri di produzione  |              | (8.316)        | (120)                 |               | (1.590)              |               |                 | (1.454)      |                     | (11.480)       |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              |              | (6.566)        | (85)                  |               | (95)                 |               |                 | (77)         |                     | (6.823)        |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> |              | <b>13.155</b>  | <b>25</b>             |               | <b>7.199</b>         |               |                 | <b>4.440</b> |                     | <b>24.819</b>  |
| Imposte sul reddito future  |              | (8.591)        | (9)                   |               | (1.286)              |               |                 | (1.309)      |                     | (11.195)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      |              | <b>4.564</b>   | <b>16</b>             |               | <b>5.913</b>         |               |                 | <b>3.131</b> |                     | <b>13.624</b>  |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        |              | (1.462)        | 16                    |               | (3.498)              |               |                 | (1.399)      |                     | (6.343)        |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      |              | <b>3.102</b>   | <b>32</b>             |               | <b>2.415</b>         |               |                 | <b>1.732</b> |                     | <b>7.281</b>   |
| <b>Totale</b>   | <b>3.751</b> | <b>4.249</b>   | <b>5.300</b>          | <b>8.635</b>  | <b>11.051</b>        | <b>10.333</b> | <b>3.544</b>    | <b>4.486</b> | <b>547</b>          | <b>51.896</b>  |

| (€ milioni)   | Italia     | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto        | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan    | Resto dell'Asia | America      | Australia e Oceania | Totale        |
|---|------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| <b>31 dicembre 2020</b>   |            |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |               |
| <b>Società consolidate</b>  |            |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |               |
| Entrate di cassa future   | 6.120      | 1.737          | 19.780                | 26.003        | 26.901               | 21.519        | 22.528          | 6.638        | 1.599               | 132.825       |
| Costi futuri di produzione  | (3.587)    | (753)          | (5.431)               | (7.515)       | (10.909)             | (6.224)       | (7.241)         | (3.382)      | (265)               | (45.307)      |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              | (1.925)    | (756)          | (4.378)               | (1.638)       | (4.257)              | (1.743)       | (4.511)         | (1.786)      | (246)               | (21.240)      |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> | <b>608</b> | <b>228</b>     | <b>9.971</b>          | <b>16.850</b> | <b>11.735</b>        | <b>13.552</b> | <b>10.776</b>   | <b>1.470</b> | <b>1.088</b>        | <b>66.278</b> |
| Imposte sul reddito future  | (170)      | (61)           | (4.946)               | (5.320)       | (2.988)              | (2.313)       | (6.774)         | (441)        | (140)               | (23.153)      |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      | <b>438</b> | <b>167</b>     | <b>5.025</b>          | <b>11.530</b> | <b>8.747</b>         | <b>11.239</b> | <b>4.002</b>    | <b>1.029</b> | <b>948</b>          | <b>43.125</b> |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        | (33)       | 108            | (2.413)               | (4.101)       | (3.714)              | (6.040)       | (1.681)         | (482)        | (383)               | (18.739)      |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      | <b>405</b> | <b>275</b>     | <b>2.612</b>          | <b>7.429</b>  | <b>5.033</b>         | <b>5.199</b>  | <b>2.321</b>    | <b>547</b>   | <b>565</b>          | <b>24.386</b> |
| <b>Società in joint venture e collegate</b>                         |            |                |                       |               |                      |               |                 |              |                     |               |
| Entrate di cassa future   |            | 15.306         | 251                   |               | 1.253                |               |                 | 6.291        |                     | 23.101        |
| Costi futuri di produzione  |            | (5.942)        | (98)                  |               | (982)                |               |                 | (1.641)      |                     | (8.663)       |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono                              |            | (6.244)        | (29)                  |               | (46)                 |               |                 | (137)        |                     | (6.456)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b> |            | <b>3.120</b>   | <b>124</b>            |               | <b>225</b>           |               |                 | <b>4.513</b> |                     | <b>7.982</b>  |
| Imposte sul reddito future  |            | (576)          | (54)                  |               | (3)                  |               |                 | (1.375)      |                     | (2.008)       |
| <b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>      |            | <b>2.544</b>   | <b>70</b>             |               | <b>222</b>           |               |                 | <b>3.138</b> |                     | <b>5.974</b>  |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%                        |            | (1.055)        | (43)                  |               | (110)                |               |                 | (1.460)      |                     | (2.668)       |
| <b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>      |            | <b>1.489</b>   | <b>27</b>             |               | <b>112</b>           |               |                 | <b>1.678</b> |                     | <b>3.306</b>  |
| <b>Totale</b>   | <b>405</b> | <b>1.764</b>   | <b>2.639</b>          | <b>7.429</b>  | <b>5.145</b>         | <b>5.199</b>  | <b>2.321</b>    | <b>2.225</b> | <b>565</b>          | <b>27.692</b> |

## Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2022, 2021 e 2020.

| (€ milioni)  | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale        |
|--|---------------------|--------------------------------------|---------------|
| <b>2022</b>  |                     |                                      |               |
| <b>Valore al 31 dicembre 2021</b>  | <b>44.615</b>       | <b>7.281</b>                         | <b>51.896</b> |
| Aumenti (diminuzioni):   |                     |                                      |               |
| - vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione                                  | (25.987)            | (4.912)                              | (30.899)      |
| - variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione                                   | 56.002              | 24.343                               | 80.345        |
| - estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | 1.519               | 2.139                                | 3.658         |
| - revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono  | (7.046)             | (3.169)                              | (10.215)      |
| - costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo                        | 3.821               | 2.000                                | 5.821         |
| - revisioni delle quantità stimate   | (1.295)             | 7.134                                | 5.839         |
| - effetto dell'attualizzazione   | 7.226               | 1.510                                | 8.736         |
| - variazione netta delle imposte sul reddito   | (18.393)            | (21.676)                             | (40.069)      |
| - acquisizioni di riserve  | 765                 | 10.200                               | 10.965        |
| - cessioni di riserve  | (6.436)             |                                      | (6.436)       |
| - variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni  | 6.465               | (4.149)                              | 2.316         |
| <b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>   | <b>16.641</b>       | <b>13.420</b>                        | <b>30.061</b> |
| <b>Valore al 31 dicembre 2022</b>  | <b>61.256</b>       | <b>20.701</b>                        | <b>81.957</b> |

| (€ milioni)  | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale        |
|--|---------------------|--------------------------------------|---------------|
| <b>2021</b>  |                     |                                      |               |
| <b>Valore al 31 dicembre 2020</b>  | <b>24.386</b>       | <b>3.306</b>                         | <b>27.692</b> |
| Aumenti (diminuzioni):   |                     |                                      |               |
| - vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione                                  | (16.402)            | (3.381)                              | (19.783)      |
| - variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione                                   | 40.864              | 9.256                                | 50.120        |
| - estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | 1.304               | 142                                  | 1.446         |
| - revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono  | (2.737)             | (734)                                | (3.471)       |
| - costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo                        | 2.877               | 1.385                                | 4.262         |
| - revisioni delle quantità stimate   | 1.963               | 1.665                                | 3.628         |
| - effetto dell'attualizzazione   | 3.810               | 514                                  | 4.324         |
| - variazione netta delle imposte sul reddito   | (14.022)            | (5.216)                              | (19.238)      |
| - acquisizioni di riserve  | 27                  |                                      | 27            |
| - cessioni di riserve  | (28)                |                                      | (28)          |
| - variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni  | 2.573               | 344                                  | 2.917         |
| <b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>   | <b>20.229</b>       | <b>3.975</b>                         | <b>24.204</b> |
| <b>Valore al 31 dicembre 2021</b>  | <b>44.615</b>       | <b>7.281</b>                         | <b>51.896</b> |

| (€ milioni)  | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale          |
|--|---------------------|--------------------------------------|-----------------|
| <b>2020</b>  |                     |                                      |                 |
| <b>Valore al 31 dicembre 2019</b>  | <b>45.487</b>       | <b>5.410</b>                         | <b>50.897</b>   |
| Aumenti (diminuzioni):   |                     |                                      |                 |
| - vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione                                  | (10.046)            | (1.490)                              | (11.536)        |
| - variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione                                   | (34.188)            | (5.324)                              | (39.512)        |
| - estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | 123                 | 142                                  | 265             |
| - revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono  | 792                 | (834)                                | (42)            |
| - costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo                        | 4.147               | 1.192                                | 5.339           |
| - revisioni delle quantità stimate   | 36                  | (285)                                | (249)           |
| - effetto dell'attualizzazione   | 7.136               | 1.065                                | 8.201           |
| - variazione netta delle imposte sul reddito   | 13.336              | 3.814                                | 17.150          |
| - acquisizioni di riserve  |                     |                                      |                 |
| - cessioni di riserve  |                     |                                      |                 |
| - variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni  | (2.437)             | (384)                                | (2.821)         |
| <b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>   | <b>(21.101)</b>     | <b>(2.104)</b>                       | <b>(23.205)</b> |
| <b>Valore al 31 dicembre 2020</b>  | <b>24.386</b>       | <b>3.306</b>                         | <b>27.692</b>   |

# Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

16 marzo 2023

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi  
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito  
Dirigente preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari



# BILANCIO DI ESERCIZIO

|   |     |
|---|-----|
| Schemi di bilancio  | 398 |
| Note al bilancio di esercizio   | 404 |
| Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti | 468 |
| Attestazione del management   | 469 |

## Stato patrimoniale

| (€)   | Note | 31.12.2022             |                              | 31.12.2021             |                              |
|---|------|------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------|
|   |      | Totale                 | di cui verso parti correlate | Totale                 | di cui verso parti correlate |
| <b>ATTIVITÀ</b>   |      |                        |                              |                        |                              |
| <b>Attività correnti</b>  |      |                        |                              |                        |                              |
| Disponibilità liquide ed equivalenti                                      | (5)  | 7.627.602.815          | 19.521.653                   | 6.629.940.550          | 592.787.360                  |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (6)  | 7.815.400.025          |                              | 5.855.346.896          |                              |
| Altre attività finanziarie  | (15) | 3.760.120.486          | 3.564.810.925                | 4.214.058.273          | 4.177.330.548                |
| Crediti commerciali e altri crediti                                       | (7)  | 11.661.211.258         | 8.434.067.732                | 12.991.813.160         | 6.362.071.343                |
| Rimanenze   | (8)  | 3.814.485.584          |                              | 2.582.459.892          |                              |
| Attività per imposte sul reddito  | (9)  | 173.234.208            |                              | 22.351.676             |                              |
| Altre attività  | (10) | 13.076.263.135         | 12.668.888.414               | 12.851.272.956         | 12.545.800.281               |
|   |      | <b>47.928.317.511</b>  |                              | <b>45.147.243.403</b>  |                              |
| <b>Attività non correnti</b>  |      |                        |                              |                        |                              |
| Immobili, impianti e macchinari   | (11) | 5.112.098.210          |                              | 5.213.240.489          |                              |
| Diritto di utilizzo beni in leasing                                       | (12) | 1.654.496.740          |                              | 1.691.231.011          |                              |
| Attività immateriali  | (13) | 241.478.699            |                              | 246.634.467            |                              |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo                                | (8)  | 1.772.963.081          |                              | 1.103.550.042          |                              |
| Partecipazioni  | (14) | 59.814.872.255         |                              | 56.010.121.022         |                              |
| Altre attività finanziarie  | (15) | 2.145.820.621          | 2.075.869.643                | 3.256.878.788          | 3.236.999.184                |
| Attività per imposte anticipate   | (16) | 2.683.737.793          |                              | 814.222.871            |                              |
| Attività per imposte sul reddito  | (9)  | 77.801.348             |                              | 77.665.001             |                              |
| Altre attività  | (10) | 2.812.782.273          | 2.484.659.145                | 2.056.552.186          | 1.877.404.294                |
|   |      | <b>76.316.051.020</b>  |                              | <b>70.470.095.877</b>  |                              |
| <b>Attività destinate alla vendita</b>                                    | (24) | <b>82.484.108</b>      |                              | <b>2.623.295</b>       |                              |
| <b>TOTALE ATTIVITÀ</b>  |      | <b>124.326.852.639</b> |                              | <b>115.619.962.575</b> |                              |
| <b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>                                       |      |                        |                              |                        |                              |
| <b>Passività correnti</b>   |      |                        |                              |                        |                              |
| Passività finanziarie a breve termine                                     | (18) | 14.121.969.229         | 12.142.834.592               | 5.865.832.996          | 5.690.777.240                |
| Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine                    | (18) | 2.883.078.014          |                              | 1.554.576.291          |                              |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine            | (12) | 372.599.936            | 157.135.984                  | 382.795.296            | 168.663.029                  |
| Debiti commerciali e altri debiti   | (17) | 12.380.329.191         | 6.582.939.381                | 9.521.008.110          | 5.214.879.522                |
| Passività per imposte sul reddito   | (9)  | 771.314.516            |                              | 116.693.415            |                              |
| Altre passività   | (10) | 14.304.897.660         | 12.317.155.625               | 16.304.620.664         | 15.139.173.598               |
|   |      | <b>44.834.188.546</b>  |                              | <b>33.745.526.772</b>  |                              |
| <b>Passività non correnti</b>   |      |                        |                              |                        |                              |
| Passività finanziarie a lungo termine                                     | (18) | 16.054.420.916         | 3.738.413                    | 20.619.539.276         |                              |
| Passività per beni in leasing a lungo termine                             | (12) | 1.886.764.517          | 1.241.855.601                | 1.939.272.866          | 1.239.302.612                |
| Fondi per rischi e oneri  | (21) | 5.660.877.400          |                              | 4.991.702.544          |                              |
| Fondi per benefici ai dipendenti  | (22) | 340.718.420            |                              | 393.240.086            |                              |
| Altre passività   | (10) | 3.029.316.902          | 2.173.697.787                | 2.892.166.428          | 2.229.720.654                |
|   |      | <b>26.972.098.155</b>  |                              | <b>30.835.921.200</b>  |                              |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ</b>   |      | <b>71.806.286.701</b>  |                              | <b>64.581.447.972</b>  |                              |
| <b>PATRIMONIO NETTO</b>   |      |                        |                              |                        |                              |
| Capitale sociale  | (25) | 4.005.358.876          |                              | 4.005.358.876          |                              |
| Riserva legale  |      | 959.102.123            |                              | 959.102.123            |                              |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale                     |      | 45.090.212.674         |                              | 39.357.403.796         |                              |
| Azioni proprie  |      | (2.937.126.573)        |                              | (957.944.863)          |                              |
| Utile (perdita) dell'esercizio  |      | 5.403.018.838          |                              | 7.674.594.671          |                              |
| <b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>  |      | <b>52.520.565.938</b>  |                              | <b>51.038.514.603</b>  |                              |
| <b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>                                |      | <b>124.326.852.639</b> |                              | <b>115.619.962.575</b> |                              |

## Conto Economico

| (€)   | Note         | 2022                  |                              | 2021                  |                              |
|---|--------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|
|   |              | Totale                | di cui verso parti correlate | Totale                | di cui verso parti correlate |
| Ricavi della gestione caratteristica  |              | 74.679.263.858        | 40.936.291.881               | 38.248.492.636        | 19.658.288.347               |
| Altri ricavi e proventi   |              | 542.316.053           | 250.548.727                  | 474.123.441           | 124.779.409                  |
| <b>Totale Ricavi</b>  | (27)         | <b>75.221.579.911</b> |                              | <b>38.722.616.077</b> |                              |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi  | (28)         | (66.135.498.100)      | (24.201.223.288)             | (33.127.031.035)      | (14.720.101.558)             |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti                                   | (7)          | (80.541.639)          |                              | (76.931.805)          |                              |
| Costo lavoro  | (28)         | (1.231.536.859)       |                              | (1.285.933.456)       |                              |
| Altri proventi (oneri) operativi  | (23)         | (6.325.038.931)       | (8.318.032.210)              | (2.278.104.747)       | (3.537.581.909)              |
| Ammortamenti  | (11)(12)(13) | (824.585.676)         |                              | (930.295.323)         |                              |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (11)(12)(13) | (334.240.777)         |                              | (454.695.559)         |                              |
| Radiazioni  | (11)(13)     | (65.136.554)          |                              | (949.128)             |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>  |              | <b>225.001.375</b>    |                              | <b>568.675.024</b>    |                              |
| Proventi finanziari   |              | 3.323.708.539         | 212.602.947                  | 2.049.356.799         | 203.407.131                  |
| Oneri finanziari  |              | (3.730.365.125)       | (105.707.729)                | (2.065.954.646)       | (83.932.362)                 |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico             |              | (43.548.508)          |                              | 11.142.441            |                              |
| Strumenti finanziari derivati   |              | 233.799.080           | 235.209.030                  | (201.390.025)         | 105.093.473                  |
| <b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>  | (29)         | <b>(216.406.014)</b>  |                              | <b>(206.845.431)</b>  |                              |
| <b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>   | (30)         | <b>3.770.780.756</b>  |                              | <b>6.917.670.692</b>  |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>   |              | <b>3.779.376.117</b>  |                              | <b>7.279.500.285</b>  |                              |
| Imposte sul reddito   | (31)         | 1.623.642.721         |                              | 395.094.386           |                              |
| <b>UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO</b>   |              | <b>5.403.018.838</b>  |                              | <b>7.674.594.671</b>  |                              |

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

| (€ milioni)  | Note | 2022         | 2021         |
|--|------|--------------|--------------|
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>  |      | <b>5.403</b> | <b>7.675</b> |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>                        |      |              |              |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>                         |      |              |              |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti                      | (25) | 35           | 3            |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI    | (25) | 3            | 1            |
| Effetto fiscale  | (25) | (11)         |              |
|  |      | <b>27</b>    | <b>4</b>     |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>                             |      |              |              |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (25) | 2.229        | (791)        |
| Differenze cambio da conversione Joint Operation                                 | (25) |              | 26           |
| Effetto fiscale  | (25) | (645)        | 229          |
|  |      | <b>1.584</b> | <b>(536)</b> |
| <b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>                  |      | <b>1.611</b> | <b>(532)</b> |
| <b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>                         |      | <b>7.014</b> | <b>7.143</b> |

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| (€ milioni)   | Capitale sociale | Altre riserve di capitale | Riserva legale | Azioni proprie acquistate | Riserva azioni proprie in portafoglio | Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | Riserva fair value partecipazioni minoritarie | Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | Riserva IFRS 10 e 11 | Altre riserve | Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue) | Utile (perdita) dell'esercizio | Totale         |
|---|------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|---------------------------------------|--|---|---|----------------------|---------------|---|--------------------------------|----------------|
| <b>Saldi al 31 dicembre 2021</b>  | <b>4.005</b>     | <b>10.368</b>             | <b>959</b>     | <b>(958)</b>              | <b>958</b>                            | <b>(531)</b>   | <b>(11)</b>                                   | <b>(56)</b>   | <b>(2)</b>           | <b>23.632</b> | <b>5.000</b>                                      | <b>7.675</b>                   | <b>51.039</b>  |
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |               |   | <b>5.403</b>                   | <b>5.403</b>   |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |               |   |                                |                |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale           |                  |                           |                |                           |                                       |  |   | 24  |                      |               |   |                                | 24             |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI                       |                  |                           |                |                           |                                       |  | 3   |   |                      |               |   |                                | 3              |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>  |                  |                           |                |                           |                                       |  | <b>3</b>                                      | <b>24</b>   |                      |               |   |                                | <b>27</b>      |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale   |                  |                           |                |                           |                                       | 1.584  |   |   |                      |               |   |                                | 1.584          |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>  |                  |                           |                |                           |                                       | <b>1.584</b>   |   |   |                      |               |   |                                | <b>1.584</b>   |
| <b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>   |                  |                           |                |                           |                                       | <b>1.584</b>   | <b>3</b>                                      | <b>24</b>   |                      |               |   | <b>5.403</b>                   | <b>7.014</b>   |
| Acconto sul dividendo 2022 (€0,44 per azione)   |                  | (739)                     |                |                           |                                       |  |   |   |                      | (761)         |   |                                | (1.500)        |
| Attribuzione del dividendo residuo 2021 (€0,43 per azione)  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |               |   | (1.522)                        | (1.522)        |
| Destinazione utile residuo 2021   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   | (112)                | 6.265         |   | (6.153)                        |                |
| Acquisto azioni proprie   |                  |                           |                | (2.400)                   | 2.400                                 |  |   |   |                      | (2.400)       |   |                                | (2.400)        |
| Annullamento azioni proprie   |                  |                           |                | 400                       | (400)                                 |  |   |   |                      |               |   |                                |                |
| Piano Incentivazione a Lungo Termine  |                  |                           |                | 21                        | (21)                                  |  |   |   |                      | 18            |   |                                | 18             |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      | (138)         |   |                                | (138)          |
| <b>Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale</b> |                  | <b>(739)</b>              |                | <b>(1.979)</b>            | <b>1.979</b>                          |  |   |   | <b>(112)</b>         | <b>2.984</b>  |   | <b>(7.675)</b>                 | <b>(5.542)</b> |
| Altre variazioni  |                  |                           |                |                           |                                       | (33)   |   |   |                      | 42            |   |                                | 9              |
| <b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>  |                  |                           |                |                           |                                       | <b>(33)</b>  |   |   |                      | <b>42</b>     |   |                                | <b>9</b>       |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2022</b>  | <b>4.005</b>     | <b>9.629</b>              | <b>959</b>     | <b>(2.937)</b>            | <b>2.937</b>                          | <b>1.020</b>   | <b>(8)</b>                                    | <b>(32)</b>   | <b>(114)</b>         | <b>26.658</b> | <b>5.000</b>                                      | <b>5.403</b>                   | <b>52.520</b>  |

(segue)

(segue) **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

| (€ milioni)  | Capitale sociale | Altre riserve di capitale | Riserva legale | Azioni proprie acquistate | Riserva azioni proprie in portafoglio | Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | Riserva fair value partecipazioni minoritarie | Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | Riserva IFRS 10 e 11 | Altre riserve  | Acconto sul dividendo | Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue) | Utile (perdita) dell'esercizio | Totale        |
|--|------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|---------------------------------------|--|---|---|----------------------|----------------|-----------------------|---|--------------------------------|---------------|
| <b>Saldi al 31 dicembre 2020</b>   | <b>4.005</b>     | <b>10.368</b>             | <b>959</b>     | <b>(581)</b>              | <b>581</b>                            | <b>10</b>  | <b>(12)</b>                                   | <b>(59)</b>   | <b>263</b>           | <b>24.995</b>  | <b>(429)</b>          | <b>3.000</b>                                      | <b>1.607</b>                   | <b>44.707</b> |
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |                |                       |   | <b>7.675</b>                   | <b>7.675</b>  |
| <b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |                |                       |   |                                |               |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale                |                  |                           |                |                           |                                       |  |   | 3   |                      |                |                       |   |                                | 3             |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI                            |                  |                           |                |                           |                                       |  | 1   |   |                      |                |                       |   |                                | 1             |
| <b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>   |                  |                           |                |                           |                                       |  | <b>1</b>                                      | <b>3</b>  |                      |                |                       |   |                                | <b>4</b>      |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale        |                  |                           |                |                           |                                       | (562)  |   |   |                      |                |                       |   |                                | (562)         |
| Differenze cambio da conversione Joint Operation   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   | 26                   |                |                       |   |                                | 26            |
| <b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>   |                  |                           |                |                           |                                       | <b>(562)</b>   |   |   | <b>26</b>            |                |                       |   |                                | <b>(536)</b>  |
| <b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>  |                  |                           |                |                           |                                       | <b>(562)</b>   | <b>1</b>                                      | <b>3</b>  | <b>26</b>            |                |                       |   | <b>7.675</b>                   | <b>7.143</b>  |
| Acconto sul dividendo 2021 (€0,43 per azione)  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      | (1.533)        |                       |   |                                | (1.533)       |
| Attribuzione del dividendo residuo 2020 (€0,24 per azione a saldo dell'acconto 2020 di €0,12 per azione) |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |                | 429                   | (1.286)   |                                | (857)         |
| Destinazione utile residuo 2020  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   | (27)                 | 348            |                       |   | (321)                          |               |
| Acquisto azioni proprie  |                  |                           |                | (400)                     | 400                                   |  |   |   |                      | (400)          |                       |   |                                | (400)         |
| Piano Incentivazione a Lungo Termine   |                  |                           |                | 23                        | (23)                                  |  |   |   |                      | 16             |                       |   |                                | 16            |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      |                | 2.000                 |   |                                | 2.000         |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      | (61)           |                       |   |                                | (61)          |
| <b>Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale</b>      |                  |                           |                | <b>(377)</b>              | <b>377</b>                            |  |   |   | <b>(27)</b>          | <b>(1.630)</b> | <b>429</b>            | <b>2.000</b>                                      | <b>(1.607)</b>                 | <b>(835)</b>  |
| Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A   |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   | (264)                | 262            |                       |   |                                | (2)           |
| Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue  |                  |                           |                |                           |                                       |  |   |   |                      | (15)           |                       |   |                                | (15)          |
| Altre variazioni   |                  |                           |                |                           |                                       | 21   |   |   |                      | 20             |                       |   |                                | 41            |
| <b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>   |                  |                           |                |                           |                                       | <b>21</b>  |   |   | <b>(264)</b>         | <b>267</b>     |                       |   |                                | <b>24</b>     |
| <b>Saldi al 31 dicembre 2021</b>   | <b>4.005</b>     | <b>10.368</b>             | <b>959</b>     | <b>(958)</b>              | <b>958</b>                            | <b>(531)</b>   | <b>(11)</b>                                   | <b>(56)</b>   | <b>(2)</b>           | <b>23.632</b>  |                       | <b>5.000</b>                                      | <b>7.675</b>                   | <b>51.039</b> |

## Rendiconto finanziario

| (€ milioni)   | 2022           | 2021           |
|---|----------------|----------------|
| <b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>   | <b>5.403</b>   | <b>7.675</b>   |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:                     |                |                |
| Ammortamenti  | 825            | 930            |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 334            | 455            |
| Radiazioni  | 65             | 1              |
| Effetto valutazione partecipazioni  | 785            | (894)          |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività   | (2.226)        | (23)           |
| Dividendi   | (2.336)        | (6.006)        |
| Interessi attivi  | (203)          | (176)          |
| Interessi passivi   | 577            | 520            |
| Imposte sul reddito   | (1.623)        | (395)          |
| Altre variazioni  | 247            | (63)           |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio   | (697)          | (401)          |
| - rimanenze   | (1.902)        | (1.602)        |
| - crediti commerciali   | (1.597)        | (6.097)        |
| - debiti commerciali  | 2.950          | 5.283          |
| - fondi per rischi e oneri  | 769            | (170)          |
| - altre attività e passività  | (917)          | 2.185          |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti   | 1              | 63             |
| Dividendi incassati   | 5.515          | 2.893          |
| Interessi incassati   | 209            | 179            |
| Interessi pagati  | (558)          | (517)          |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati  | (500)          | 33             |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>  | <b>5.818</b>   | <b>4.274</b>   |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | <b>4.737</b>   | <b>3.330</b>   |
| Flusso di cassa degli investimenti  | (5.570)        | (9.361)        |
| - attività materiali  | (751)          | (848)          |
| - attività immateriali  | (32)           | (188)          |
| - partecipazioni  | (3.457)        | (8.145)        |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa   | (1.406)        | (293)          |
| - rami d'azienda  | (4)            |                |
| - variazione debiti netti relativi all'attività di investimento   | 80             | 113            |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti   | 3.295          | 2.063          |
| - attività materiali  | 166            | 5              |
| - attività immateriali  | 9              |                |
| - partecipazioni  | 791            | 479            |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa   | 2.329          | 1.579          |
| Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                             | (1.440)        | (110)          |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>  | <b>(3.715)</b> | <b>(7.408)</b> |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | <b>1.585</b>   | <b>1.828</b>   |
| Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti   | (3.437)        | 955            |
| Rimborso di passività per beni in leasing   | (390)          | (374)          |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti   | 8.287          | 1.933          |
| Dividendi pagati  | (3.009)        | (2.358)        |
| Acquisto azioni proprie   | (2.400)        | (400)          |
| Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue  |                | 1.985          |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue  | (138)          | (61)           |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>   | <b>(1.087)</b> | <b>1.680</b>   |
| <b>- di cui verso parti correlate</b>   | <b>6.258</b>   | <b>802</b>     |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | (18)           | (27)           |
| <b>Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti</b>  | <b>998</b>     | <b>(1.481)</b> |
| <b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio</b>  | <b>6.630</b>   | <b>8.111</b>   |
| <b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio</b>  | <b>7.628</b>   | <b>6.630</b>   |

## Note al bilancio di esercizio

### 1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

#### Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>1</sup>.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

#### Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato<sup>2</sup>, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto<sup>3</sup>; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali per-

dite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico. Differentemente, le operazioni under common control aventi finalità realizzative prevedono la rilevazione degli eventuali plusvalori a conto economico.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

#### Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

### 2 Schemi di bilancio

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2022.

(2) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

(3) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

### 3 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti significativi.

### 4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

## 5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.628 milioni (€6.630 milioni al 31 dicembre 2021) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa

€42 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi. La scadenza media dei depositi in euro (€3.631 milioni) è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 1,75%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€2.394 milioni) è di 20 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4,42%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€592 milioni) è di 25 giorni e il tasso di interesse effettivo è 3,58%.

Le expected credit loss su depositi, presso banche e istituti finanziari terzi, valutati al costo ammortizzato non sono significative.

## 6 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

| (€ milioni)  | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|--|--------------|--------------|
| <b>Attività finanziarie destinate al trading</b>                                       |              |              |
| Titoli emessi da Stati Sovrani   | 1.114        | 977          |
| Altri titoli   | 4.937        | 4.878        |
|  | <b>6.051</b> | <b>5.855</b> |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> |              |              |
| Altri titoli   | 1.764        |              |
|  | <b>7.815</b> | <b>5.855</b> |

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni impreveduti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendi-

mento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.090 milioni (€1.398 milioni al 31 dicembre 2021).

L'analisi per valuta è la seguente:

| (€ milioni)  | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|--|--------------|--------------|
| <b>Attività finanziarie destinate al trading</b>                                       |              |              |
| Euro   | 3.289        | 3.555        |
| Dollaro USA  | 2.759        | 2.248        |
| Altre valute   | 3            | 52           |
|  | <b>6.051</b> | <b>5.855</b> |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> |              |              |
| Euro   | 1.201        |              |
| Dollaro USA  | 563          |              |
|  | <b>1.764</b> |              |

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

|  | Valore Nominale<br>(€ milioni) | Fair Value<br>(€ milioni) | Classe di rating<br>Moody's | Classe di rating<br>S&P |
|--|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| <b>Titoli emessi da Stati Sovrani</b>  |                                |                           |                             |                         |
| <i>Tasso fisso</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Italia   | 126                            | 123                       | Baa3                        | BBB                     |
| Cile   | 112                            | 108                       | A2                          | A                       |
| Stati Uniti d'America  | 301                            | 300                       | Aaa                         | AA+                     |
| Svizzera   | 18                             | 19                        | Aaa                         | AAA                     |
| Francia  | 71                             | 71                        | Aa2                         | AA                      |
| Spagna   | 163                            | 164                       | Baa1                        | A                       |
| Canada   | 31                             | 31                        | Aaa                         | AAA                     |
| Svezia   | 9                              | 9                         | Aaa                         | AAA                     |
| Germania   | 55                             | 56                        | Aaa                         | AAA                     |
| Gran Bretagna  | 14                             | 14                        | Aa2                         | AA                      |
| Giappone   | 16                             | 16                        | A1                          | A+                      |
| Australia  | 32                             | 33                        | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>948</b>                     | <b>944</b>                |                             |                         |
| <i>Tasso variabile</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Italia   | 161                            | 163                       | Baa3                        | BBB                     |
| Svezia   | 7                              | 7                         | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>168</b>                     | <b>170</b>                |                             |                         |
| <b>Totale titoli emessi da Stati Sovrani</b>   | <b>1.116</b>                   | <b>1.114</b>              |                             |                         |
| <b>Altri titoli</b>  |                                |                           |                             |                         |
| <i>Tasso fisso</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali   | 1.179                          | 1.165                     | Da Aa1 a Baa3               | Da AA+ a BBB-           |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi                            | 731                            | 694                       | Da Aaa a Baa3               | Da AAA a BBB-           |
| Altri titoli   | 1.006                          | 1.006                     | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>2.916</b>                   | <b>2.865</b>              |                             |                         |
| <i>Tasso variabile</i>   |                                |                           |                             |                         |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali   | 602                            | 606                       | Da Aa2 a Baa3               | Da AA a BBB-            |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi                            | 879                            | 870                       | Da Aa1 a Baa3               | Da AA+ a BBB-           |
| Altri titoli   | 593                            | 596                       | Da Aaa a Baa2               | Da AAA a BBB            |
|  | <b>2.074</b>                   | <b>2.072</b>              |                             |                         |
| <b>Totale Altri titoli</b>   | <b>4.990</b>                   | <b>4.937</b>              |                             |                         |
| <b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>                                | <b>6.106</b>                   | <b>6.051</b>              |                             |                         |
| <b>Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico</b> | <b>1.781</b>                   | <b>1.764</b>              | Aaa                         | AAA                     |
|  | <b>7.887</b>                   | <b>7.815</b>              |                             |                         |

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund. Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

## 7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Crediti commerciali   | 11.082        | 9.509         |
| Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 119           | 155           |
| Anticipi al personale   | 21            | 23            |
| Acconti per servizi e forniture                                 | 3             | 8             |
| Crediti per attività di disinvestimento                         | 20            |               |
| Crediti verso altri   | 416           | 3.297         |
|   | <b>11.661</b> | <b>12.992</b> |

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Al 31 dicembre 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €373 milioni interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di

cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2023 per €1.005 milioni (€1.128 milioni nel 2021 con scadenza 2022). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€743 milioni), Refining & Marketing (€229 milioni) e al Power (€33 milioni).

I crediti verso altri di €416 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€192 milioni); (ii) crediti verso società di factoring (€190 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€1 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €769 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

| (€ milioni)   | Crediti in bonis |               |              | Crediti in default | Totale        |
|---|------------------|---------------|--------------|--------------------|---------------|
|   | Rischio basso    | Rischio medio | Rischio alto |                    |               |
| <b>31.12.2022</b>   |                  |               |              |                    |               |
| Clientela business  | 736              | 2.867         | 175          | 199                | 3.977         |
| Pubbliche Amministrazioni   |                  | 18            |              | 1                  | 19            |
| Altre controparti   | 345              | 126           | 1            | 54                 | 526           |
| Imprese controllate   | 7.454            |               |              |                    | 7.454         |
| <b>Valore lordo</b>   | <b>8.535</b>     | <b>3.011</b>  | <b>176</b>   | <b>254</b>         | <b>11.976</b> |
| Fondo svalutazione  |                  | (122)         | (3)          | (190)              | (315)         |
| <b>Valore netto</b>   | <b>8.535</b>     | <b>2.889</b>  | <b>173</b>   | <b>64</b>          | <b>11.661</b> |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | ..               | 5,24          | 4,17         | 97,44              |               |
| <b>31.12.2021</b>   |                  |               |              |                    |               |
| Clientela business  | 589              | 2.646         | 196          | 341                | 3.772         |
| Pubbliche Amministrazioni   |                  | 8             |              | 2                  | 10            |
| Altre controparti   | 163              | 190           |              | 55                 | 408           |
| Imprese controllate   | 9.159            |               |              |                    | 9.159         |
| <b>Valore lordo</b>   | <b>9.911</b>     | <b>2.844</b>  | <b>196</b>   | <b>398</b>         | <b>13.349</b> |
| Fondo svalutazione  |                  | (78)          | (5)          | (274)              | (357)         |
| <b>Valore netto</b>   | <b>9.911</b>     | <b>2.766</b>  | <b>191</b>   | <b>124</b>         | <b>12.992</b> |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | ..               | 3,26          | 3,60         | 86,98              |               |

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e pubbliche amministrazioni sono riviste

in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €315 milioni (€357 milioni al 31 dicembre 2021):

| (€ milioni)                          | 2022       | 2021       |
|--------------------------------------|------------|------------|
| <b>Fondo svalutazione iniziale</b>   | <b>357</b> | <b>300</b> |
| Accantonamenti su crediti in bonis   | 63         | 78         |
| Accantonamenti su crediti in default | 22         | 10         |
| Utilizzi su crediti in bonis         | (9)        | (10)       |
| Utilizzi su crediti in default       | (118)      | (21)       |
| <b>Fondo svalutazione finale</b>     | <b>315</b> | <b>357</b> |

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €42 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €76 milioni (€77 milioni nel 2021) a seguito essenzialmente ai nuovi accantonamenti operati (€85 milioni) relativi principalmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento significativo delle esposizioni allo scenario prezzi, parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza

(€5 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€122 milioni) per il passaggio a perdita di crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei "crediti commerciali e altri crediti", generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 31.12.2022   | 31.12.2021   |
|---|--------------|--------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo   | 445          | 323          |
| Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture | 139          | 178          |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione      | 174          | 265          |
| Prodotti finiti e merci   | 3.057        | 1.816        |
|   | <b>3.815</b> | <b>2.582</b> |

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €445 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€955 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€1.901 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, Damietta in Egitto e Panigaglia in Italia su navi viaggianti (€201 milioni).

Le rimanenze di gas naturale per €750 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €272 milioni (€194 milioni al 31 dicembre 2021) come di seguito indicato:

| (€ milioni)                                 | 2022       | 2021       |
|---|------------|------------|
| <b>Valore iniziale - Rimanenze correnti</b> | <b>194</b> | <b>24</b>  |
| Accantonamenti (utilizzi)                   | 78         | 170        |
| <b>Valore finale - Rimanenze correnti</b>   | <b>272</b> | <b>194</b> |

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.773 milioni (€1.104 milioni al 31 dicembre 2021) includono 2,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determi-

nata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €669 milioni per effetto della dinamica dei prezzi tendenzialmente in risalita rispetto a dicembre 2021 e per le maggiori quantità accantonate ad obbligo.

## 9 Attività e passività per imposte sul reddito

| (€ milioni)  | 31.12.2022 |              |            |              | 31.12.2021 |              |            |              |
|--|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
|  | Attività   |              | Passività  |              | Attività   |              | Passività  |              |
|  | Correnti   | Non correnti |
| IRES   | 161        |              |            |              | 21         |              |            |              |
| IRAP   | 9          |              |            |              |            |              | 18         |              |
| Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico |            |              | 770        |              |            |              |            |              |
| Crediti per istanze di rimborso  |            | 78           |            |              |            | 78           |            |              |
| Addizionale IRES Legge n. 7/2009                                       |            |              |            |              |            |              | 97         |              |
| Altre imposte sul reddito  | 3          |              | 1          |              | 2          |              | 2          |              |
|  | <b>173</b> | <b>78</b>    | <b>771</b> |              | <b>23</b>  | <b>78</b>    | <b>117</b> |              |

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 – Imposte sul reddito.

## 10 Altre attività e passività

| (€ milioni)                                     | 31.12.2022    |              |               |              | 31.12.2021    |              |               |              |
|---|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
|   | Attività      |              | Passività     |              | Attività      |              | Passività     |              |
|   | Correnti      | Non correnti |
| Fair value su strumenti finanziari derivati     | 12.768        | 2.581        | 12.489        | 1.922        | 12.603        | 1.906        | 15.220        | 1.866        |
| Passività da contratti per la clientela         |               |              | 1.013         | 704          |               |              | 425           | 724          |
| Attività e Passività relative ad altre imposte: |               |              |               |              |               |              |               |              |
| - Accise e Imposte di consumo                   | 7             |              | 325           |              | 12            |              | 386           |              |
| - IVA   | 49            |              | 68            |              | 4             |              | 66            |              |
| - Royalty su idrocarburi estratti               |               |              | 237           |              |               |              | 109           |              |
| - Ritenute IRPEF su lavoro dipendente           |               |              | 8             |              |               |              | 8             |              |
| - Altre imposte e tasse                         | 96            | 2            | 41            | 25           | 53            | 2            | 53            | 25           |
|   | 152           | 2            | 679           | 25           | 69            | 2            | 622           | 25           |
| Altre   | 156           | 230          | 124           | 378          | 179           | 149          | 38            | 277          |
|   | <b>13.076</b> | <b>2.813</b> | <b>14.305</b> | <b>3.029</b> | <b>12.851</b> | <b>2.057</b> | <b>16.305</b> | <b>2.892</b> |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine su forniture di gas (€530 milioni); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €58 milioni e €275 milioni (€60 milioni e €333 milioni nel 2021); (iii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA

per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per €430 milioni (€391 milioni nel 2021); (iv) i buoni carburante prepagati in circolazione a breve termine per €338 milioni (€242 milioni nel 2021).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €183 milioni, di cui €141 milioni previsti oltre i 12 mesi (€103 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €42 milioni (€49 milioni nel 2021).

Le altre passività comprendono: (i) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine (€173 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare

all'impianto di Damietta (€105 milioni oltre 12 mesi e €12 milioni entro 12 mesi); (iii) i depositi cauzionali da clienti (€64 milioni oltre 12 mesi).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 11 Immobili, impianti e macchinari

| (€ milioni)   | Terreni e fabbricati | Pozzi, impianti e macchinari E&P | Altri impianti e macchinari | Attrezzature industriali e commerciali | Altri beni | Attività esplorativa e di appraisal E&P | Immobilizzazioni in corso e accointi E&P | Altre immobilizzazioni in corso e accointi | Totale       |
|---|----------------------|----------------------------------|-----------------------------|--|------------|---|--|--|--------------|
| <b>2022</b>   |                      |                                  |                             |  |            |   |  |  |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>                        | <b>497</b>           | <b>2.914</b>                     | <b>515</b>                  | <b>127</b>                             | <b>46</b>  | <b>3</b>                                | <b>583</b>                               | <b>528</b>                                 | <b>5.213</b> |
| Investimenti  |                      | 1                                | 27                          | 15                                     | 7          |   | 248                                      | 453  | 751          |
| Capitalizzazioni ammortamenti                       |                      |                                  |                             |  |            |   | 25                                       |  | 25           |
| Ammortamenti <sup>(a)</sup>                         | (24)                 | (345)                            | (66)                        | (19)                                   | (16)       |   |  |  | (470)        |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette              | (1)                  |                                  | (39)                        | (1)                                    |            |   |  | (239)                                      | (280)        |
| Radiazioni  |                      |                                  |                             |  |            |   | (65)                                     |  | (65)         |
| Dismissioni   | (1)                  | (73)                             |                             |  |            |   | (100)                                    |  | (174)        |
| Trasferimenti                                       | 21                   | 288                              | 54                          | 5                                      |            |   | (271)                                    | (97)                                       | -            |
| Altre variazioni                                    |                      | 115                              |                             |  |            |   | (3)                                      |  | 112          |
| <b>Valore finale netto</b>                          | <b>492</b>           | <b>2.900</b>                     | <b>491</b>                  | <b>127</b>                             | <b>37</b>  | <b>3</b>                                | <b>417</b>                               | <b>645</b>                                 | <b>5.112</b> |
| Valore finale lordo                                 | 2.202                | 15.803                           | 11.284                      | 670                                    | 719        | 3                                       | 517                                      | 2.235                                      | 33.433       |
| Fondo ammortamento e svalutazione                   | 1.710                | 12.903                           | 10.793                      | 543                                    | 682        |   | 100                                      | 1.590                                      | 28.321       |
| <b>2021</b>   |                      |                                  |                             |  |            |   |  |  |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>                        | <b>544</b>           | <b>2.684</b>                     | <b>820</b>                  | <b>138</b>                             | <b>57</b>  | <b>266</b>                              | <b>1.244</b>                             | <b>816</b>                                 | <b>6.569</b> |
| Investimenti  | 3                    | 1                                | 88                          | 5                                      | 7          |   | 403                                      | 341  | 848          |
| Capitalizzazioni ammortamenti                       |                      |                                  |                             |  |            |   | 25                                       |  | 25           |
| Ammortamenti <sup>(a)</sup>                         | (23)                 | (415)                            | (93)                        | (21)                                   | (17)       |   |  |  | (569)        |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette              | (66)                 | 418                              | (391)                       | (4)                                    | (3)        |   | 63                                       | (502)                                      | (485)        |
| Radiazioni  |                      | (1)                              |                             |  |            |   |  |  | (1)          |
| Dismissioni   | (1)                  |                                  | (1)                         |  |            |   |  |  | (2)          |
| Trasferimenti                                       | 40                   | 170                              | 92                          | 9                                      | 3          | (88)                                    | (108)                                    | (127)                                      | (9)          |
| Altre variazioni e differenze cambio da conversione |                      | 57                               |                             |  |            |   | 23                                       | 75   | 155          |
| Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.   |                      |                                  |                             |  | (1)        | (198)                                   | (1.119)                                  |  | (1.318)      |
| <b>Valore finale netto</b>                          | <b>497</b>           | <b>2.914</b>                     | <b>515</b>                  | <b>127</b>                             | <b>46</b>  | <b>3</b>                                | <b>583</b>                               | <b>528</b>                                 | <b>5.213</b> |
| Valore finale lordo                                 | 2.185                | 15.441                           | 11.184                      | 651                                    | 715        | 3                                       | 684                                      | 1.990                                      | 32.853       |
| Fondo ammortamento e svalutazione                   | 1.688                | 12.527                           | 10.669                      | 524                                    | 669        |   | 101                                      | 1.462                                      | 27.640       |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Gli investimenti di €751 milioni riguardano: (a) la Refining & Marketing (€475 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€240 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia-Arianna, Basil, Monte Alpi,

Bonaccia, Barbara); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€36 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€280 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,4%. Maggiori informazioni relative agli impairment sono

indicate alla nota n. 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.

Le dismissioni di €174 milioni hanno riguardato la Exploration & Production e sono relative essenzialmente alla cessione della titolarità delle concessioni di coltivazione di idrocarburi denominata “C.G.1.AG” Argo e Cassiopea alla partecipata Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€150 milioni).

Le altre variazioni di €112 milioni includono: (i) l’incremento per

la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell’area della concessione Val d’Agri (€202 milioni); (ii) la riduzione dell’asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€75 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

| (%) |   |
|-----|---|
|     | Fabbricati 3-16                                       |
|     | Pozzi e impianti di sfruttamento Aliquota UOP         |
|     | Impianti specifici di raffineria e logistica 5,5 - 15 |
|     | Impianti specifici di distribuzione 4-12,5            |
|     | Altri impianti e macchinari 4-25                      |
|     | Attrezzature industriali e commerciali 5-35           |
|     | Altri beni 12-25                                      |

Il tasso d’interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è dell’1,76% (1,9% al 31 dicembre 2021). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €18 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €84 milioni.

## 12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

| (€ milioni)                                       | Tolling    | Immobili per uffici | Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio | Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas | Mezzi navali di perforazione (Drilling rig) | Autoveicoli | Altre tipologie | Totale       |
|---|------------|---------------------|---|---|---|-------------|-----------------|--------------|
| <b>2022</b>                                       |            |                     |   |   |   |             |                 |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>                      | <b>880</b> | <b>432</b>          | <b>167</b>  | <b>44</b>   | <b>23</b>                                   | <b>33</b>   | <b>112</b>      | <b>1.691</b> |
| Incrementi  | 165        | 25                  | 45  | 48  |   | 15          | 52              | 350          |
| Ammortamenti <sup>(a)</sup>                       | (106)      | (57)                | (35)  | (30)  | (14)  | (16)        | (69)            | (327)        |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette            | (30)       |                     |   |   |   |             | (12)            | (42)         |
| Altre variazioni                                  |            | (4)                 | (7)   | (1)   | (1)   | (4)         | (1)             | (18)         |
| <b>Valore finale netto</b>                        | <b>909</b> | <b>396</b>          | <b>170</b>  | <b>61</b>   | <b>8</b>                                    | <b>28</b>   | <b>82</b>       | <b>1.654</b> |
| Valore finale lordo                               | 1.815      | 598                 | 335   | 158   | 47  | 59          | 381             | 3.393        |
| Fondo ammortamento e svalutazione                 | 906        | 202                 | 165   | 97  | 39  | 31          | 299             | 1.739        |
| <b>2021</b>                                       |            |                     |   |   |   |             |                 |              |
| <b>Valore iniziale netto</b>                      | <b>907</b> | <b>482</b>          | <b>169</b>  | <b>28</b>   | <b>122</b>                                  | <b>21</b>   | <b>159</b>      | <b>1.888</b> |
| Incrementi  | 15         | 19                  | 38  | 48  | 48  | 33          | 41              | 242          |
| Ammortamenti <sup>(a)</sup>                       | (103)      | (60)                | (34)  | (27)  | (36)  | (16)        | (62)            | (338)        |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette            | 61         |                     |   | 2   |   |             | (26)            | 37           |
| Altre variazioni                                  |            | (7)                 | (6)   | (7)   | (111)                                       | (5)         |                 | (136)        |
| Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A. |            | (2)                 |   |   |   |             |                 | (2)          |
| <b>Valore finale netto</b>                        | <b>880</b> | <b>432</b>          | <b>167</b>  | <b>44</b>   | <b>23</b>                                   | <b>33</b>   | <b>112</b>      | <b>1.691</b> |
| Valore finale lordo                               | 1.648      | 593                 | 301   | 159   | 89  | 59          | 336             | 3.185        |
| Fondo ammortamento e svalutazione                 | 768        | 161                 | 134   | 115   | 66  | 26          | 224             | 1.494        |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.654 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €909 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di Enipower SpA. In base a tale contratto, Enipower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni, a sua volta, mette a disposizione di Enipower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €396 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €170 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €61 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (v) per €8 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale di circa 8 mesi; (vi) per €41 milioni al contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA incluso nella voce residuale "altre tipologie".

I canoni variabili, rilevati a conto economico, riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di royalties sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 16%, essenzialmente attribuibile alle concessioni autostradali; (ii) il contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 76%.

Le svalutazioni di €42 milioni hanno riguardato essenzialmente i contratti di tolling del Power (€30 milioni).

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

| (€ milioni)            | Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | Passività per beni in leasing a lungo termine | Totale       |
|------------------------|--|---|--------------|
| <b>2022</b>            |  |   |              |
| <b>Valore iniziale</b> | <b>383</b>   | <b>1.939</b>                                  | <b>2.322</b> |
| Incrementi             |  | 350   | 350          |
| Decrementi             | (390)  |   | (390)        |
| Altre variazioni       | 380  | (402)   | (22)         |
| <b>Valore finale</b>   | <b>373</b>   | <b>1.887</b>                                  | <b>2.260</b> |
| <b>2021</b>            |  |   |              |
| <b>Valore iniziale</b> | <b>423</b>   | <b>2.157</b>                                  | <b>2.580</b> |
| Incrementi             |  | 242   | 242          |
| Decrementi             | (374)  |   | (374)        |
| Altre variazioni       | 334  | (460)   | (126)        |
| <b>Valore finale</b>   | <b>383</b>   | <b>1.939</b>                                  | <b>2.322</b> |

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €390 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €73 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) due contratti relativi a drilling rig del valore nominale rispettivamente di €122 e €60 milioni, il pri-

mo della durata di 3 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna e il secondo della durata di 2 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€280 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€121 milioni), mezzi di navigazione (€38 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 2022        | 2021        |
|---|-------------|-------------|
| <b>Altri ricavi e proventi</b>  |             |             |
| - proventi da remeasurement   | 6           | 21          |
|   | <b>6</b>    | <b>21</b>   |
| <b>Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi</b>                                   |             |             |
| - leasing di breve durata   | 73          | 49          |
| - leasing di modico valore  | 14          | 15          |
| - canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing             | 154         | 161         |
|   | <b>241</b>  | <b>225</b>  |
| <b>Ammortamenti</b>   |             |             |
| - ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing  | 327         | 338         |
| - capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali | (21)        | (19)        |
|   | <b>306</b>  | <b>319</b>  |
| <b>Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing</b>        | <b>(42)</b> | <b>37</b>   |
| <b>Proventi (oneri) finanziari</b>  |             |             |
| - interessi passivi su passività per beni in leasing                                      | (73)        | (76)        |
| - oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali        | 1           | 1           |
|   | <b>(72)</b> | <b>(75)</b> |

## 13 Attività immateriali

| (€ milioni)                            | Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | Immobilizzazioni in corso e acconti | Altre attività immateriali | Attività immateriali a vita utile definita | Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill | Totale     |
|--|---|---|-------------------------------------|----------------------------|--|--|------------|
| <b>2022</b>                            |   |   |                                     |                            |  |  |            |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>11</b>                                     | <b>53</b>   | <b>5</b>                            | <b>162</b>                 | <b>231</b>                                 | <b>16</b>  | <b>247</b> |
| Investimenti                           |   | 26  | 6                                   |                            | 32   |  | 32         |
| Ammortamenti                           | (1)   | (33)  |                                     | (19)                       | (53)                                       |  | (53)       |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette |   |   | (12)                                |                            | (12)                                       |  | (12)       |
| Dismissioni                            |   |   |                                     | (5)                        | (5)  |  | (5)        |
| Altre variazioni                       |   | 9   | 6                                   | 17                         | 32   |  | 32         |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>10</b>                                     | <b>55</b>   | <b>5</b>                            | <b>155</b>                 | <b>225</b>                                 | <b>16</b>  | <b>241</b> |
| Valore finale lordo                    | 388   | 1.252   | 25                                  | 233                        | 1.898                                      | 94   | 1.992      |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 378   | 1.197   | 20                                  | 78                         | 1.673                                      | 78   | 1.751      |
| <b>2021</b>                            |   |   |                                     |                            |  |  |            |
| <b>Valore iniziale netto</b>           | <b>11</b>                                     | <b>65</b>   | <b>5</b>                            | <b>3</b>                   | <b>84</b>                                  | <b>17</b>  | <b>101</b> |
| Investimenti                           |   | 29  | 3                                   | 156                        | 188  |  | 188        |
| Ammortamenti                           | (1)   | (42)  |                                     | (5)                        | (48)                                       |  | (48)       |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette |   | (1)   | (5)                                 |                            | (6)  | (1)  | (7)        |
| Altre variazioni                       | 1   | 2   | 2                                   | 8                          | 13   |  | 13         |
| <b>Valore finale netto</b>             | <b>11</b>                                     | <b>53</b>   | <b>5</b>                            | <b>162</b>                 | <b>231</b>                                 | <b>16</b>  | <b>247</b> |
| Valore finale lordo                    | 388   | 1.217   | 13                                  | 221                        | 1.839                                      | 94   | 1.933      |
| Fondo ammortamento e svalutazione      | 377   | 1.164   | 8                                   | 59                         | 1.608                                      | 78   | 1.686      |

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €10 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €55 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utiliz-

zazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €155 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€135 milioni).

## 14 Partecipazioni

|  | 2022                                  |   |   |               | 2021                                  |   |   |               |
|--|---------------------------------------|---|---|---------------|---------------------------------------|---|---|---------------|
|  | Partecipazioni in imprese controllate | Partecipazioni in imprese collegate e joint venture | Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese | Totale        | Partecipazioni in imprese controllate | Partecipazioni in imprese collegate e joint venture | Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese | Totale        |
| (€ milioni)                                    |                                       |   |   |               |                                       |   |   |               |
| <b>Valore iniziale</b>                         | <b>55.113</b>                         | <b>796</b>  | <b>101</b>  | <b>56.010</b> | <b>45.652</b>                         | <b>1.193</b>  | <b>10</b>   | <b>46.855</b> |
| Acquisizioni e sottoscrizioni                  | 2.830                                 | 627   |   | 3.457         | 8.055                                 |   | 90  | 8.145         |
| Cessioni e rimborsi                            | (577)                                 |   |   | (577)         | (16)                                  | (442)   |   | (458)         |
| Conferimenti                                   | 2.020                                 | (14)  |   | 2.006         | (2)                                   |   |   | (2)           |
| Rettifiche di valore                           | (462)                                 | (323)   |   | (785)         | 1.420                                 | (310)   |   | 1.110         |
| Valutazione al fair value con effetti a PN     |                                       |   | 3   | 3             |                                       |   | 1   | 1             |
| Altre variazioni                               | (298)                                 | (1)   |   | (299)         | 4                                     |   |   | 4             |
| Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA |                                       |   |   |               |                                       | 355   |   | 355           |
| <b>Valore finale</b>                           | <b>58.626</b>                         | <b>1.085</b>  | <b>104</b>  | <b>59.815</b> | <b>55.113</b>                         | <b>796</b>  | <b>101</b>  | <b>56.010</b> |
| Valore finale lordo                            | 73.410                                | 2.188   | 104   | 75.702        | 69.436                                | 1.576   | 101   | 71.113        |
| Fondo svalutazione                             | 14.784                                | 1.103   |   | 15.887        | 14.323                                | 780   |   | 15.103        |

Le partecipazioni sono aumentate di €3.805 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

|   |                |
|---|----------------|
| <b>Partecipazioni al 31 dicembre 2021</b>   | <b>56.010</b>  |
| <b>Acquisizioni e sottoscrizioni</b>        | <b>3.457</b>   |
| <b>- Interventi sul capitale</b>            | <b>2.810</b>   |
| Eni Rewind SpA                              | 1.099          |
| Saipem SpA                                  | 624            |
| Eni Global Energy Markets SpA               | 378            |
| Raffineria di Gela SpA                      | 364            |
| Eni Sustainable Mobility SpA                | 198            |
| Eni Mozambico SpA                           | 53             |
| EniProgetti SpA                             | 44             |
| Eni Natural Energies SpA                    | 35             |
| EniServizi SpA                              | 8              |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA            | 2              |
| Eni Timor Leste SpA                         | 2              |
| Altre                                       | 3              |
| <b>- Acquisizioni</b>                       | <b>647</b>     |
| Export LNG Ltd                              | 647            |
| <b>Cessioni e Rimborsi</b>                  | <b>(577)</b>   |
| <b>- Rimborsi di capitale</b>               |                |
| Enipower SpA                                | (249)          |
| <b>- Cessioni</b>                           |                |
| Enipower SpA                                | (328)          |
| <b>Conferimenti</b>                         | <b>2.006</b>   |
| Eni International BV                        | 4.919          |
| Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA) | (2.913)        |
| SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)       | 66             |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA         | (52)           |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd          | (14)           |
| <b>Rettifiche di valore</b>                 | <b>(785)</b>   |
| <b>- Riprese di valore</b>                  | <b>1.237</b>   |
| Eni Investments Plc                         | 551            |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA            | 359            |
| Eni Petroleum Co Inc                        | 287            |
| Eni España Comercializadora De Gas SAU      | 31             |
| LNG Shipping SpA                            | 7              |
| Floaters SpA                                | 2              |
| <b>- Svalutazioni</b>                       | <b>(2.022)</b> |
| Eni Rewind SpA                              | (890)          |
| Versalis SpA                                | (379)          |
| Raffineria di Gela SpA                      | (331)          |

(segue)

(€ milioni)

|   |               |
|---|---------------|
| Saipem SpA  | (320)         |
| Export LNG Ltd                                      | (45)          |
| Ieoc SpA  | (14)          |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA                    | (13)          |
| EniProgetti SpA                                     | (11)          |
| Eni Mozambico SpA                                   | (11)          |
| Società Petrolifera Italiana SpA                    | (3)           |
| Eni Timor Leste SpA                                 | (2)           |
| EniServizi SpA                                      | (1)           |
| Altre minori  | (2)           |
| <b>Riclassifica attività destinate alla vendita</b> | <b>(80)</b>   |
| SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)               | (66)          |
| Servizi Fondo Bombe Metano SpA                      | (14)          |
| <b>Valutazione al fair value con effetti a PN</b>   | <b>3</b>      |
| Synhelion SA  | 3             |
| <b>Altre variazioni</b>                             | <b>(219)</b>  |
| Eni Rewind SpA                                      | (209)         |
| EniProgetti SpA                                     | (9)           |
| Raffineria di Gela SpA                              | (4)           |
| Mozambique Rovuma Venture SpA                       | (1)           |
| Versalis SpA  | 2             |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit                   | 2             |
| Eni International Resources Ltd                     | 1             |
| Serfactoring SpA - in liquidazione                  | 1             |
| Altre   | (2)           |
| <b>Partecipazioni al 31 dicembre 2022</b>           | <b>59.815</b> |

Le acquisizioni hanno riguardato la società Export LNG Ltd; l'operazione è stata perfezionata in data 26 agosto 2022. La Società detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato da Eni in Congo, nell'ambito delle attività del progetto di sviluppo del gas naturale nel blocco Marine XII, in coerenza con la strategia Eni di valorizzazione delle risorse gas equity.

Le cessioni hanno riguardato la cessione del 49% delle azioni di Enipower SpA alla società Regatta Investments per un corrispettivo pari a €542 milioni di euro e determinando il riconoscimento di una plusvalenza a conto economico pari a €214 milioni.

I conferimenti hanno riguardato: (i) il conferimento delle azioni in Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA) da Eni SpA a

Eni International BV in data 27 luglio 2022 finalizzato al perfezionamento dell'accordo con bp per la combinazione delle attività angolane che ha portato alla creazione della joint venture paritetica Azule Energy Holdings Ltd. L'operazione di conferimento, di natura realizzativa, ha determinato la rilevazione di una plusvalenza a conto economico pari a €2.006 milioni; (ii) il conferimento, rilevato in continuità di valori, delle partecipazioni che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia alla società non operativa SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl). In data 10 gennaio 2023, si è perfezionata la cessione a Snam del 49,9% della Società.

Le altre variazioni si riferiscono essenzialmente alla copertura delle perdite di Eni Rewind SpA, Raffineria di Gela SpA, EniProgetti SpA stanziata nel 2021.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

| (€ milioni)  | Quota<br>% posseduta<br>al 31.12.2022 | Saldo netto<br>al 31.12.2021 | Saldo netto al<br>31.12.2022<br>A | Valore di<br>patrimonio netto<br>B | Differenza rispetto<br>alla valutazione<br>al patrimonio netto<br>C=B-A |
|--|---------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| <b>Partecipazioni in:</b>                            |                                       |                              |                                   |                                    |   |
| <b>Imprese controllate</b>                           |                                       |                              |                                   |                                    |   |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA                     | 100,000                               | 14                           | 3                                 | 8                                  | 5   |
| Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)          |                                       | 2.913                        |                                   |                                    |   |
| Ecofuel SpA  | 100,000                               | 48                           | 48                                | 255                                | 207   |
| Eni Corporate University SpA                         | 100,000                               | 3                            | 3                                 | 4                                  | 1   |
| Eni Energia Italia Srl                               | 100,000                               |                              |                                   | ..                                 |   |
| Eni España Comercializadora De Gas SAU               | 100,000                               | 19                           | 50                                | 118                                | 68  |
| Eni Finance International SA                         | 33,613                                | 362                          | 362                               | 569                                | 207   |
| Eni Fuel SpA   | 100,000                               | 70                           | 70                                | 89                                 | 19  |
| Eni Gas Transport Services Srl                       | 100,000                               | ..                           | ..                                | ..                                 |   |
| Eni Global Energy Markets SpA                        | 100,000                               | 277                          | 655                               | 744                                | 89  |
| Eni Insurance Designated Activity Company            | 100,000                               | 500                          | 500                               | 581                                | 81  |
| Eni International BV                                 | 100,000                               | 37.526                       | 42.445                            | 44.566                             | 2.121   |
| Eni International Resources Ltd                      | 99,998                                | 1                            | 2                                 | 5                                  | 3   |
| Eni Investments Plc                                  | 99,999                                | 4.111                        | 4.662                             | 3.715                              | (947)   |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA                     | 100,000                               | 143                          | 502                               | 217                                | (285)   |
| Eni Mozambico SpA                                    | 100,000                               | 16                           | 58                                | 6                                  | (52)  |
| Eni Natural Energies SpA                             | 100,000                               | 40                           | 75                                | 75                                 |   |
| Eni Petroleum Co Inc                                 | 63,857                                | 2.050                        | 2.337                             | 1.604                              | (733)   |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit                    | 100,000                               | 4.878                        | 4.880                             | 5.377                              | 497   |
| Eni Rewind SpA                                       | 99,999                                |                              |                                   | 135                                | 135   |
| Eni Sustainable Mobility SpA                         | 100,000                               |                              | 198                               | 198                                |   |
| Eni Timor Leste SpA                                  | 100,000                               | 4                            | 2                                 | 2                                  |   |
| Eni Trade & Biofuels SpA                             | 100,000                               | 207                          | 207                               | 135                                | (72)  |
| Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione         | 100,000                               |                              |                                   | 9                                  | 9   |
| Eni West Africa SpA                                  | 100,000                               | 4                            | 4                                 | 4                                  |   |
| Enipower SpA   | 51,000                                | 914                          | 337                               | 363                                | 26  |
| EniProgetti SpA                                      | 100,000                               |                              | 24                                | 41                                 | 17  |
| EniServizi SpA                                       | 100,000                               | 10                           | 18                                | 18                                 |   |
| Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl)     | 100,000                               |                              |                                   | (1)                                | (1)   |
| Export LNG Ltd                                       | 100,000                               |                              | 602                               | 602                                |   |
| Floaters SpA   | 100,000                               | 251                          | 253                               | 308                                | 55  |
| leoc SpA   | 100,000                               | 24                           | 10                                | 10                                 |   |
| LNG Shipping SpA                                     | 100,000                               | 217                          | 224                               | 224                                |   |
| Raffineria di Gela SpA                               | 100,000                               |                              | 29                                | 29                                 |   |
| SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl) <sup>(6)</sup> | 100,000                               | ..                           |                                   |                                    |   |
| Serfactoring SpA - in liquidazione                   | 100,000                               | 15                           | 16                                | 24                                 | 8   |
| Servizi Aerei SpA                                    | 100,000                               | 47                           | 47                                | 47                                 |   |
| Servizi Fondo Bole Metano SpA <sup>(9)</sup>         | 100,000                               | 14                           |                                   |                                    |   |
| Società Petrolifera Italiana SpA                     | 99,964                                | 6                            | 3                                 | 4                                  | 1   |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA                  |                                       | 52                           |                                   |                                    |   |
| Versalis SpA   | 100,000                               | 377                          |                                   | 71                                 | 71  |
| <b>Totale imprese controllate</b>                    |                                       | <b>55.113</b>                | <b>58.626</b>                     |                                    |   |

(segue)

| (€ milioni)   | Quota<br>% posseduta<br>al 31.12.2022 | Saldo netto<br>al 31.12.2021 | Saldo netto al<br>31.12.2022<br>A | Valore di<br>patrimonio netto<br>B | Differenza rispetto<br>alla valutazione<br>al patrimonio netto<br>C=B-A |
|---|---------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| <b>Imprese collegate e joint venture</b>                                |                                       |                              |                                   |                                    |   |
| Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl | 25,000                                |                              |                                   | ..                                 |   |
| Mariconsult SpA   |                                       | ..                           |                                   |                                    |   |
| Mozambique Rovuma Venture SpA   | 35,714                                | 355                          | 354                               | 308                                | (46)  |
| Norpipe Terminal HoldCo Ltd   | 14,200                                | 1                            | 1                                 | 1                                  |   |
| Saipem SpA  | 31,193                                | 398                          | 702                               | 645                                | (57)  |
| Seram SpA   | 25,000                                | ..                           | ..                                | ..                                 |   |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA                                 | 70,000                                | 28                           | 28                                | 29                                 | 1   |
| South Italy Green Hydrogen Srl  | 50,000                                | ..                           | ..                                | ..                                 |   |
| Transmed SpA  |                                       | ..                           |                                   |                                    |   |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd                                      |                                       | 14                           |                                   |                                    |   |
| <b>Totale imprese collegate e joint venture</b>                         |                                       | <b>796</b>                   | <b>1.085</b>                      |                                    |   |
|   |                                       | <b>55.909</b>                | <b>59.711</b>                     |                                    |   |

(a) Partecipazioni riclassificate come disponibili per la vendita. Per maggior dettaglio si veda quanto riportato nella nota n.24 - Attività destinate alla vendita.

Le riprese di valore delle partecipazioni svalutate in precedenti esercizi del settore Exploration & Production (Eni Investment Plc, Eni Petroleum Co Inc, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Floaters SpA) sono state operate a seguito del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e i relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,2% e l'11,2%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato:

- Versalis SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dal complesso degli esiti degli impairment test condotti

dalla partecipata, per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,2%;

- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,6%;
- Eni Trade & Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,4%;
- Enipower SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle centrali utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted tra il 4,7% e il 6%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 30 dicembre 2022, il cui valore è ricompreso nel range dei possibili valori determinati secondo la metodologia del Value In Use adottata da Eni per valutare la recuperabilità della partecipata in accordo con lo IAS 36.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni); la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni); la partecipazione del 7,96% nella Synhelion SA (€3 milioni) e la partecipazione dell'1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

## 15 Altre attività finanziarie

| (€ milioni)   | 31.12.2022   |              | 31.12.2021   |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | Correnti     | Non correnti | Correnti     | Non correnti |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa     | 218          | 2.126        | 22           | 3.237        |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 3.542        |              | 4.192        |              |
|   | <b>3.760</b> | <b>2.126</b> | <b>4.214</b> | <b>3.237</b> |
| Titoli strumentali all'attività operativa                 |              | 20           |              | 20           |
|   | <b>3.760</b> | <b>2.146</b> | <b>4.214</b> | <b>3.257</b> |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi a società partecipate, in particolare verso Mozambique Rovuma Venture SpA (€1.187), Versalis SpA (€731 milioni) e Eni Finance International SA (€328 milioni).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate in particolare Eni Plenitude SpA Società Benefit (€1.497 milioni), Versalis SpA (€1.205 milioni) e Eni Sustainable Mobility SpA (€173 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.930 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €57 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2021).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €852

milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra 1,84% e 3,25% e in dollari USA compresi tra 3,30% e 5,12%. Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) sono rappresentati da titoli di Stato italiani e sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane; la valutazione al fair value non produce effetti significativi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

## 16 Attività per imposte anticipate

| (€ milioni)  | 31.12.2022   | 31.12.2021 |
|--|--------------|------------|
| Imposte sul reddito anticipate IRES                              | 2.973        | 804        |
| Imposte sul reddito differite IRES                               | (469)        | (125)      |
| Imposte sul reddito anticipate IRAP                              | 162          | 42         |
| Imposte sul reddito differite IRAP                               | (74)         | (3)        |
| Imposte sul reddito anticipate estere                            | 25           | 19         |
| Imposte sul reddito differite estere                             | (23)         | (17)       |
| <b>Totale Eni SpA</b>  | <b>2.594</b> | <b>720</b> |
| <b>Imposte anticipate (differite) società in joint operation</b> | <b>90</b>    | <b>94</b>  |
|  | <b>2.684</b> | <b>814</b> |

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

| (€ milioni)                                       | Valore al 31.12.2021 | Incrementi   | Decrementi   | Altre variazioni | Valore al 31.12.2022 |
|---|----------------------|--------------|--------------|------------------|----------------------|
| Imposte differite:                                |                      |              |              |                  |                      |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | (45)                 |              | 12           |                  | (33)                 |
| - differenze su derivati                          |                      |              |              | (416)            | (416)                |
| - altre   | (100)                | (69)         | 52           |                  | (117)                |
|   | <b>(145)</b>         | <b>(69)</b>  | <b>64</b>    | <b>(416)</b>     | <b>(566)</b>         |
| Imposte anticipate:                               |                      |              |              |                  |                      |
| - differenze su derivati                          | 216                  |              |              | (216)            |                      |
| - fondi per rischi ed oneri                       | 1.175                | 746          | (266)        | (3)              | 1.652                |
| - svalutazione su beni diversi da partecipazioni  | 1.067                | 165          | (133)        | (3)              | 1.096                |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | 297                  | 18           | (29)         | (18)             | 268                  |
| - svalutazione crediti                            | 93                   | 11           | (16)         |                  | 88                   |
| - fondi per benefici ai dipendenti                | 98                   | 26           | (33)         |                  | 91                   |
| - perdita fiscale                                 | 2.685                |              | (223)        |                  | 2.462                |
| - altre   | 119                  | 160          | (89)         | 15               | 205                  |
|   | <b>5.750</b>         | <b>1.126</b> | <b>(789)</b> | <b>(225)</b>     | <b>5.862</b>         |
| - valutazione anticipate                          | (4.885)              |              | 2.183        |                  | (2.702)              |
|   | <b>865</b>           | <b>1.126</b> | <b>1.394</b> | <b>(225)</b>     | <b>3.160</b>         |
| <b>Totale Eni SpA</b>                             | <b>720</b>           | <b>1.057</b> | <b>1.458</b> | <b>(641)</b>     | <b>2.594</b>         |
| Imposte anticipate joint operation                | 99                   |              | (1)          |                  | 98                   |
| Imposte differite joint operation                 | (5)                  |              | (3)          |                  | (8)                  |
| <b>Totale joint operation</b>                     | <b>94</b>            |              | <b>(4)</b>   |                  | <b>90</b>            |
|   | <b>814</b>           | <b>1.057</b> | <b>1.454</b> | <b>(641)</b>     | <b>2.684</b>         |

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €2.594 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime

dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale e di long-term coerenti con i processi di impairment.

## 17 Debiti commerciali e altri debiti

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021   |
|---|---------------|--------------|
| Debiti commerciali  | 11.682        | 8.770        |
| Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione | 35            | 48           |
| Debiti per attività di investimento                                     | 237           | 210          |
| Debiti verso altri  | 426           | 493          |
|   | <b>12.380</b> | <b>9.521</b> |

I debiti commerciali di €11.682 milioni riguardano debiti verso fornitori (€5.326 milioni), debiti verso imprese controllate (€6.134 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€222 milioni).

I debiti verso altri di €426 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€183 milioni); (ii) debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-

or-pay (€90 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€9 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

| (€ milioni)                        | 31.12.2022                            |  |                                       |               | 31.12.2021                            |  |                                       |               |
|------------------------------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---------------|
|                                    | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale        | Passività finanziarie a breve termine | Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | Totale        |
| Banche                             | 1.974                                 | 767  | 1.507                                 | <b>4.248</b>  | 115                                   | 274  | 4.334                                 | <b>4.723</b>  |
| Obbligazioni ordinarie             |                                       | 2.114  | 13.548                                | <b>15.662</b> |                                       | 880  | 15.289                                | <b>16.169</b> |
| Obbligazioni sustainability-linked |                                       | 2  | 996                                   | <b>998</b>    |                                       | 2  | 996                                   | <b>998</b>    |
| Obbligazioni convertibili          |                                       |  |                                       |               |                                       | 399  |                                       | <b>399</b>    |
| Altri finanziatori                 | 12.148                                |  | 3                                     | <b>12.151</b> | 5.751                                 |  |                                       | <b>5.751</b>  |
|                                    | <b>14.122</b>                         | <b>2.883</b>   | <b>16.054</b>                         | <b>33.059</b> | <b>5.866</b>                          | <b>1.555</b>   | <b>20.619</b>                         | <b>28.040</b> |

Eni ha sottoscritto contratti finanziari in formato sustainability-linked per un ammontare complessivo di €11.528 milioni legati al raggiungimento di specifici obiettivi di sostenibilità e che contribuiscono al raggiungimento di determinati Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite, così composti: (i) linee di credito committed per €8.100 milioni; (ii) finanziamenti per €1.300 milioni; (iii) derivati per la copertura del rischio tasso per €1.128 milioni; (iv) obbligazioni per €1.000 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €862 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2022 è di seguito indicata:

| (€ milioni)                               | Importo nominale | Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche | Totale        | Valuta     | Scadenza    | Tasso %      |
|---|------------------|--|---------------|------------|-------------|--------------|
| <b>Obbligazioni ordinarie:</b>            |                  |  |               |            |             |              |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.200            | 15   | 1.215         | EUR        | 2025        | 3,750        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 29   | 1.029         | EUR        | 2029        | 3,625        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 15   | 1.015         | EUR        | 2023        | 3,250        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 11   | 1.011         | EUR        | 2026        | 1,500        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 3  | 1.003         | EUR        | 2030        | 0,625        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 3  | 1.003         | EUR        | 2026        | 1,250        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 1.000            | 10   | 1.010         | EUR        | 2031        | 2,000        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 900              |  | 900           | EUR        | 2024        | 0,625        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 800              | 2  | 802           | EUR        | 2028        | 1,625        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 750              | 11   | 761           | EUR        | 2024        | 1,750        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 750              | 8  | 758           | EUR        | 2027        | 1,500        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 650              | 4  | 654           | EUR        | 2025        | 1,000        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 600              | (2)  | 598           | EUR        | 2028        | 1,125        |
| - Euro Medium Term Notes                  | 750              | (3)  | 747           | EUR        | 2034        | 1,000        |
| - Bond US                                 | 937              | 10   | 947           | USD        | 2023        | 4,000        |
| - Bond US                                 | 937              | 5  | 942           | USD        | 2028        | 4,750        |
| - Bond US                                 | 328              | 1  | 329           | USD        | 2040        | 5,700        |
| - Bond US                                 | 937              | 1  | 938           | USD        | 2029        | 4,250        |
|   | <b>15.539</b>    | <b>123</b>   | <b>15.662</b> |            |             |              |
| <b>Obbligazioni sustainability-linked</b> | <b>1.000</b>     | <b>(2)</b>   | <b>998</b>    | <b>EUR</b> | <b>2028</b> | <b>0,375</b> |

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso nel 2021 obbligazioni sustainability-linked per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) il raggiungimento di capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025; (ii) Net Carbon Footprint Upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalenti entro il 2024. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse. Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.723 milioni, nel corso del 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €12.151 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Finance International SA (€5.308 milioni), Eni Global Energy Markets SpA (€2.450 milioni), Eni Rewind SpA (€2.034 milioni), Eni Trade & Biofuels SpA (€359 milioni), Eni Fuel SpA (€352 milioni), Floaters SpA (€334 milioni), LNG Shipping SpA (€301 milioni), Eni Plenitude SpA Società Benefit (€208 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2022 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso positivo pari allo 1,622%, un tasso positivo di 3,318% per i depositi in sterline e un tasso positivo di 4,291% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

| (€ milioni) | 31.12.2022   |                 | 31.12.2021   |                 |
|-------------|--|-----------------|--|-----------------|
|             | Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie | Tasso medio (%) | Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie | Tasso medio (%) |
| Euro        | 15.782   | 1,78            | 19.204   | 1,40            |
| Dollaro USA | 3.155  | 4,48            | 2.970  | 4,48            |
|             | <b>18.937</b>  |                 | <b>22.174</b>  |                 |

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €8.100 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2021), comprensivi delle quote a breve termine (€300 milioni), tutte non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €17.500 milioni e si analizza come segue:

| (€ milioni)                        | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|------------------------------------|---------------|---------------|
| Obbligazioni ordinarie             | 14.516        | 19.059        |
| Obbligazioni convertibili          |               | 513           |
| Obbligazioni sustainability-linked | 826           | 1.050         |
| Banche                             | 2.157         | 4.640         |
| Altri finanziatori                 | 1             |               |
|                                    | <b>17.500</b> | <b>25.262</b> |

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.

Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra l'1,84%

e il 3,25% (tra il -0,57% e lo 0,40% al 31 dicembre 2021) e per il dollaro USA compresi tra il 3,30% e 5,12% (tra lo 0,21% e l'1,71% al 31 dicembre 2021). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

| (€ milioni)  | Passività finanziarie a breve termine | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine | Totale Indebitamento finanziario lordo |
|--|---------------------------------------|--|--|--|
| <b>Valore al 31.12.2021</b>                        | <b>5.866</b>                          | <b>22.174</b>  | <b>2.322</b>   | <b>30.362</b>                          |
| Variazioni monetarie                               | 8.287                                 | (3.437)  | (390)  | 4.460                                  |
| Differenze cambio da conversione e da allineamento | (41)                                  | 72   |  | 31                                     |
| Altre variazioni non monetarie                     | 10                                    | 128  | 328  | 466                                    |
| <b>Valore al 31.12.2022</b>                        | <b>14.122</b>                         | <b>18.937</b>  | <b>2.260</b>   | <b>35.319</b>                          |

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti.

## 20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

| (€ milioni)  | 31.12.2022     | 31.12.2021     |
|--|----------------|----------------|
| A. Disponibilità liquide                                 | 1.011          | 1.310          |
| B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide             | 6.617          | 5.320          |
| C. Altre attività finanziarie correnti                   | 11.357         | 10.047         |
| <b>D. Liquidità (A+B+C)</b>                              | <b>18.985</b>  | <b>16.677</b>  |
| E. Debito finanziario corrente                           | 16.238         | 7.147          |
| F. Quota corrente del debito finanziario non corrente    | 1.140          | 657            |
| <b>G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)</b>       | <b>17.378</b>  | <b>7.804</b>   |
| <b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)</b> | <b>(1.607)</b> | <b>(8.873)</b> |
| I. Debito finanziario non corrente                       | 3.397          | 6.273          |
| J. Strumenti di debito                                   | 14.544         | 16.285         |
| K. Debiti commerciali e altri debiti                     |                |                |
| <b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)</b> | <b>17.941</b>  | <b>22.558</b>  |
| <b>M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)</b>         | <b>16.334</b>  | <b>13.685</b>  |

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €42 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività

operativa commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €373 milioni e €1.887 milioni (rispettivamente €383 milioni e €1.939 milioni al 31 dicembre 2021).

## 21 Fondi per rischi e oneri

| (€ milioni)  | Fondo smantellamento e ripristino siti e social project | Fondo rischi e oneri ambientali | Fondo oneri per contratti onerosi | Fondo rischi per contenziosi | Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA | Altri fondi per rischi ed oneri | Totale       |
|--|---|---------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|--|---------------------------------|--------------|
| <b>Valore al 31.12.2021</b>                        | <b>3.137</b>  | <b>679</b>                      | <b>431</b>                        | <b>133</b>                   | <b>131</b>                               | <b>481</b>                      | <b>4.992</b> |
| Rilevazione iniziale e variazioni di stima         | 127   |                                 |                                   |                              |  |                                 | 127          |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo | 44  |                                 |                                   |                              |  |                                 | 44           |
| Accantonamenti                                     | 334   | 459                             |                                   | 491                          | 7  | 211                             | 1.502        |
| Utilizzi a fronte oneri                            | (137)   | (180)                           | (310)                             | (1)                          |  | (42)                            | (670)        |
| Utilizzi per esuberanza                            | (5)   | (22)                            | (67)                              | (6)                          |  | (12)                            | (112)        |
| Altre variazioni                                   | (9)   |                                 | 4                                 |                              |  | (217)                           | (222)        |
| <b>Valore al 31.12.2022</b>                        | <b>3.491</b>  | <b>936</b>                      | <b>58</b>                         | <b>617</b>                   | <b>138</b>                               | <b>421</b>                      | <b>5.661</b> |

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.491 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.435 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,37% e il 2,46%; il periodo previsto degli esborsi è 2023-2065; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€680 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€376 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €936 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€476 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€162 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€110 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€56 milioni), negli impianti di raffinazione (€14 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€90 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€26 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €58 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €617 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €138 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €421 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€93 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€32 milioni); (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€15 milioni).

## 22 Fondi per benefici ai dipendenti

| (€ milioni)                            | 31.12.2022 | 31.12.2021 |
|--|------------|------------|
| <b>Piani a benefici definiti:</b>      |            |            |
| - TFR                                  | 102        | 133        |
| - Piani esteri a benefici definiti     | 1          | 2          |
| - Fisce e altri                        | 72         | 94         |
|  | <b>175</b> | <b>229</b> |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti | 166        | 164        |
|  | <b>341</b> | <b>393</b> |

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €166 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €91 milioni, il contratto di espansione per €62 milioni e i premi di anzianità per €13 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni)  | 2022       |                                  |               |                                  |  |            | 2021       |                                  |               |                                  |  |            |
|--|------------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|--|------------|------------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|--|------------|
|  | TFR        | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale     | TFR        | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale     |
| <b>Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio</b>                | <b>133</b> | <b>23</b>                        | <b>94</b>     | <b>250</b>                       | <b>164</b>                             | <b>414</b> | <b>159</b> | <b>23</b>                        | <b>97</b>     | <b>279</b>                       | <b>117</b>                             | <b>396</b> |
| Costo corrente   |            | 1                                | 2             | 3                                | 33                                     | 36         |            | 1                                | 2             | 3                                | 34                                     | 37         |
| Interessi passivi  | 1          |                                  | 1             | 2                                |  | 2          |            |                                  |               |                                  |  |            |
| Rivalutazioni:   | (13)       | (1)                              | (21)          | (35)                             | (7)                                    | (42)       | (1)        | 1                                | (1)           | (1)                              | (2)                                    | (3)        |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche |            |                                  |               |                                  |  |            | (1)        |                                  | (3)           | (4)                              |  | (4)        |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie  | (17)       | (4)                              | (22)          | (43)                             | (7)                                    | (50)       | (1)        |                                  | 3             | 2                                | 2                                      | 4          |
| - Effetto dell'esperienza passata  | 4          | 3                                | 1             | 8                                |  | 8          | 1          | 1                                | (1)           | 1                                | (4)                                    | (3)        |
| Costo per prestazioni passate  |            |                                  |               |                                  | 45                                     | 45         |            |                                  |               |                                  | 77                                     | 77         |
| Benefici pagati  | (20)       |                                  | (4)           | (24)                             | (50)                                   | (74)       | (25)       | (2)                              | (4)           | (31)                             | (20)                                   | (51)       |
| Altre variazioni   | 1          |                                  |               | 1                                | (19)                                   | (18)       |            |                                  |               |                                  | (42)                                   | (42)       |
| <b>Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)</b>             | <b>102</b> | <b>23</b>                        | <b>72</b>     | <b>197</b>                       | <b>166</b>                             | <b>363</b> | <b>133</b> | <b>23</b>                        | <b>94</b>     | <b>250</b>                       | <b>164</b>                             | <b>414</b> |
| <b>Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio</b>                   |            | <b>22</b>                        |               | <b>22</b>                        |  | <b>22</b>  |            | <b>21</b>                        |               | <b>21</b>                        |  | <b>21</b>  |
| Rendimento delle attività a servizio del piano                                   |            |                                  |               |                                  |  |            |            | 2                                |               | 2                                |  | 2          |
| Contributi al piano:   |            | 1                                |               | 1                                |  | 1          |            | 1                                |               | 1                                |  | 1          |
| - Contributi del datore di lavoro  |            | 1                                |               | 1                                |  | 1          |            | 1                                |               | 1                                |  | 1          |
| Benefici pagati  |            |                                  |               |                                  |  |            |            | (2)                              |               | (2)                              |  | (2)        |
| <b>Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)</b>                |            | <b>23</b>                        |               | <b>23</b>                        |  | <b>23</b>  |            | <b>22</b>                        |               | <b>22</b>                        |  | <b>22</b>  |
| <b>Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio</b>         |            | <b>1</b>                         |               | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>   |            | <b>1</b>                         |               | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>   |
| Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa                            |            |                                  |               |                                  |  |            |            |                                  |               |                                  |  |            |
| <b>Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)</b>      |            | <b>1</b>                         |               | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>   |            | <b>1</b>                         |               | <b>1</b>                         |  | <b>1</b>   |
| <b>Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)</b>                              | <b>102</b> | <b>1</b>                         | <b>72</b>     | <b>175</b>                       | <b>166</b>                             | <b>341</b> | <b>133</b> | <b>2</b>                         | <b>94</b>     | <b>229</b>                       | <b>164</b>                             | <b>393</b> |

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione e del contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2023.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | TFR      | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Totale piani a benefici definiti | Altri fondi per benefici ai dipendenti | Totale     |
|--|----------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|--|------------|
| <b>2022</b>  |          |                                  |               |                                  |  |            |
| Costo corrente   |          |                                  | 1             | 2                                | 3                                      | 36         |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione |          |                                  |               |                                  |  | 45         |
| Interessi passivi (attivi) netti:                              |          |                                  |               |                                  |  |            |
| - Interessi passivi sull'obbligazione                          | 1        |                                  |               | 1                                | 2                                      | 2          |
| Totale interessi passivi (attivi) netti                        | 1        |                                  |               | 1                                | 2                                      | 2          |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 1        |                                  |               | 1                                | 2                                      | 2          |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine                        |          |                                  |               |                                  |  | (7)        |
| <b>Totale</b>  | <b>1</b> | <b>1</b>                         | <b>3</b>      | <b>5</b>                         | <b>71</b>                              | <b>76</b>  |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           |          | 1                                | 2             | 3                                | 71                                     | 74         |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            | 1        |                                  | 1             | 2                                |  | 2          |
| <b>2021</b>  |          |                                  |               |                                  |  |            |
| Costo corrente   |          |                                  | 1             | 2                                | 3                                      | 37         |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione |          |                                  |               |                                  |  | 77         |
| Totale interessi passivi (attivi) netti                        |          |                                  |               |                                  | -                                      | -          |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine                        |          |                                  |               |                                  |  | (2)        |
| <b>Totale</b>  |          | <b>1</b>                         | <b>2</b>      | <b>3</b>                         | <b>109</b>                             | <b>112</b> |
| - di cui rilevato nel "Costo lavoro"                           |          | 1                                | 2             | 3                                | 109                                    | 112        |
| - di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"            |          |                                  |               |                                  |  |            |

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni)  | 2022        |                                  |               |                                  | 2021       |                                  |               |                                  |
|--|-------------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|------------|----------------------------------|---------------|----------------------------------|
|  | TFR         | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Totale piani a benefici definiti | TFR        | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Totale piani a benefici definiti |
| <b>Rivalutazioni:</b>  |             |                                  |               |                                  |            |                                  |               |                                  |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche |             |                                  |               |                                  | (1)        |                                  | (3)           | (4)                              |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie  | (17)        | (4)                              | (22)          | (43)                             | (1)        |                                  | 3             | 2                                |
| - Effetto dell'esperienza passata  | 4           | 3                                | 1             | 8                                | 1          | 1                                | (1)           | 1                                |
| - Rendimento delle attività a servizio del piano                                 |             |                                  |               |                                  |            | (2)                              |               | (2)                              |
|  | <b>(13)</b> | <b>(1)</b>                       | <b>(21)</b>   | <b>(35)</b>                      | <b>(1)</b> | <b>(1)</b>                       | <b>(1)</b>    | <b>(3)</b>                       |

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

| (€ milioni)                            | 31.12.2022 | 31.12.2021 |
|--|------------|------------|
| Attività a servizio del piano:         |            |            |
| - con prezzi quotati in mercati attivi | 23         | 22         |
|  | <b>23</b>  | <b>22</b>  |

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

|  |      | TFR | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Altri fondi per benefici ai dipendenti |
|--|------|-----|----------------------------------|---------------|--|
| <b>2022</b>                            |      |     |                                  |               |  |
| Tassi di sconto                        | (%)  | 3,7 | 3,5                              | 3,7           | 3,4 - 3,7                              |
| Tasso di inflazione                    | (%)  | 2,4 | 1,9                              | 2,4           | 2,4                                    |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni |     |                                  | 24            |  |
| <b>2021</b>                            |      |     |                                  |               |  |
| Tassi di sconto                        | (%)  | 1,0 | 0,9                              | 1,0           | 0,0 - 1,0                              |
| Tasso di inflazione                    | (%)  | 1,8 | 1,5                              | 1,8           | 1,8                                    |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni |     |                                  | 24            |  |

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

| (€ milioni)                             | Tasso di sconto       |                      | Tasso di inflazione   | Tasso tendenziale di crescita dei salari | Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario |
|---|-----------------------|----------------------|-----------------------|--|---|
|   | Incremento dello 0,5% | Riduzione dello 0,5% | Incremento dello 0,5% | Incremento dello 0,5%                    | Incremento dello 0,5%                             |
| <b>31.12.2022</b>                       |                       |                      |                       |  |   |
| <b>Effetto sull'obbligazione (DBO):</b> |                       |                      |                       |  |   |
| TFR                                     | (3)                   | 3                    | 2                     |  |   |
| Piani esteri a benefici definiti        | ...                   | ...                  | ...                   | ...                                      |   |
| Fisde e altri                           | (4)                   | 4                    |                       |  | 4   |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti  | (1)                   | 1                    | ...                   |  |   |
| <b>31.12.2021</b>                       |                       |                      |                       |  |   |
| <b>Effetto sull'obbligazione (DBO):</b> |                       |                      |                       |  |   |
| TFR                                     | (4)                   | 5                    | 3                     |  |   |
| Piani esteri a benefici definiti        | ...                   | ...                  | ...                   | ...                                      |   |
| Fisde e altri                           | (6)                   | 7                    |                       |  | 7   |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti  | (3)                   | 1                    | 1                     |  |   |

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammon-

ta a €65 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

| (€ milioni)                   | TFR             | Piani esteri a benefici definiti | Fisde e altri | Altri fondi per benefici ai dipendenti |
|-------------------------------|-----------------|----------------------------------|---------------|--|
| <b>31.12.2022</b>             |                 |                                  |               |  |
| 2023                          | 9               | ...                              | 4             | 52                                     |
| 2024                          | 8               | ...                              | 4             | 51                                     |
| 2025                          | 9               | ...                              | 4             | 46                                     |
| 2026                          | 10              | ...                              | 4             | 11                                     |
| 2027                          | 9               | ...                              | 4             | 4                                      |
| Oltre il 2027                 | 57              | ...                              | 52            | 9                                      |
| <b>Durata media ponderata</b> | anni <b>6,7</b> | <b>10,0</b>                      | <b>12,3</b>   | <b>2,3</b>                             |
| <b>31.12.2021</b>             |                 |                                  |               |  |
| 2022                          | 11              | ...                              | 6             | 48                                     |
| 2023                          | 10              | ...                              | 4             | 49                                     |
| 2024                          | 12              | ...                              | 4             | 42                                     |
| 2025                          | 13              | ...                              | 4             | 10                                     |
| 2026                          | 13              | ...                              | 4             | 4                                      |
| Oltre il 2026                 | 74              | ...                              | 72            | 8                                      |
| <b>Durata media ponderata</b> | anni <b>7,1</b> | <b>6,0</b>                       | <b>14,7</b>   | <b>2,6</b>                             |

## 23 Strumenti finanziari derivati e Hedge Accounting

| (€ milioni)                                | 31.12.2022        |                    | 31.12.2021        |                    |
|--|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
|  | Fair value attivo | Fair value passivo | Fair value attivo | Fair value passivo |
| <b>Contratti derivati non di copertura</b> |                   |                    |                   |                    |
| <i>Contratti su valute</i>                 |                   |                    |                   |                    |
| - Currency swap                            | 112               | 136                | 127               | 40                 |
| - Outright                                 | 28                | 22                 | 17                | 14                 |
| - Interest currency swap                   | 134               | 144                | 37                | 32                 |
|  | <b>274</b>        | <b>302</b>         | <b>181</b>        | <b>86</b>          |
| <i>Contratti su interessi</i>              |                   |                    |                   |                    |
| - Interest rate swap                       | 117               | 96                 | 53                | 53                 |
|  | <b>117</b>        | <b>96</b>          | <b>53</b>         | <b>53</b>          |
| <i>Contratti su merci</i>                  |                   |                    |                   |                    |
| - Over the counter                         | 13.854            | 13.155             | 13.879            | 15.787             |
| - Future                                   | 9                 | 6                  | 5                 | 3                  |
| - Opzioni vendute                          | 2                 |                    |                   |                    |
| - Opzioni acquistate                       |                   | 2                  |                   |                    |
| - Altri                                    |                   | 80                 |                   | 55                 |
|  | <b>13.865</b>     | <b>13.243</b>      | <b>13.884</b>     | <b>15.845</b>      |
|  | <b>14.256</b>     | <b>13.641</b>      | <b>14.118</b>     | <b>15.984</b>      |
| <b>Contratti derivati cash flow hedge</b>  |                   |                    |                   |                    |
| Over the counter                           | 1.093             | 770                | 391               | 1.102              |
|  | <b>1.093</b>      | <b>770</b>         | <b>391</b>        | <b>1.102</b>       |
| <b>Totale contratti derivati</b>           | <b>15.349</b>     | <b>14.411</b>      | <b>14.509</b>     | <b>17.086</b>      |
| Di cui:                                    |                   |                    |                   |                    |
| - correnti                                 | 12.768            | 12.489             | 12.603            | 15.220             |
| - non correnti                             | 2.581             | 1.922              | 1.906             | 1.866              |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

| (€ milioni)                               | 31.12.2022                                   |                                |                                  | 31.12.2021                                   |                                |                                  |
|---|--|--------------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------|----------------------------------|
|   | Valore nominale dello strumento di copertura | Variatione fair value efficace | Variatione fair value inefficace | Valore nominale dello strumento di copertura | Variatione fair value efficace | Variatione fair value inefficace |
| <b>Contratti derivati cash flow hedge</b> |  |                                |                                  |  |                                |                                  |
| Contratti su merci                        | <b>3.347</b>                                 | <b>(2.021)</b>                 | <b>(185)</b>                     | <b>(2.441)</b>                               | <b>(1.320)</b>                 | <b>102</b>                       |

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

| (€ milioni)                     | 31.12.2022  |                         |                          | 31.12.2021  |                         |                          |
|---------------------------------|---|-------------------------|--------------------------|---|-------------------------|--------------------------|
|                                 | Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | Riserva cash flow hedge | Rigiro a conto economico | Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | Riserva cash flow hedge | Rigiro a conto economico |
| <b>Cash flow hedge</b>          |   |                         |                          |   |                         |                          |
| <i>Rischio prezzo commodity</i> |   |                         |                          |   |                         |                          |
| - Vendite programmate           | 1.890   | 1.435                   | (4.250)                  | 400   | (748)                   | (529)                    |

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base, dei tassi di interesse e di cambio. Per la gestione di tali rischi, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity).

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche

delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota 26 – Garanzie, impegni e rischi.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.723 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €107 milioni nel corso del 2022) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.684 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

## EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

| (€ milioni)  | 2022           | 2021           |
|--|----------------|----------------|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura             | (6.140)        | (2.380)        |
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (185)          | 102            |
|  | <b>(6.325)</b> | <b>(2.278)</b> |

Gli altri oneri operativi netti di €6.325 milioni (oneri operativi netti di €2.278 milioni nel 2021) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e

alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

## EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

| (€ milioni)   | 2022       | 2021         |
|---|------------|--------------|
| Strumenti finanziari derivati su valute             | 217        | (194)        |
| Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | 17         | (7)          |
|   | <b>234</b> | <b>(201)</b> |

Gli strumenti finanziari su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €82 milioni (€3 milioni nel 2021) si riferiscono principalmente: (i) alla partecipazione in SeaCorridor S.r.l. (ex Eni Corridor Srl) per €66 milioni, la Società detiene le partecipazioni operanti sui due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia. In data 10 gennaio 2023, si è perfezio-

nata la cessione a Snam del 49,9% della Società; (ii) alla partecipazione in Servizio Fondo Bombe Metano SpA per €14 milioni; in data 1° gennaio 2023 si è perfezionata la cessione ad Acquirente Unico S.p.A.; il corrispettivo, pari a €14,6 milioni, è stato incassato a dicembre 2022.

## 25 Patrimonio netto

| (€ milioni)   | 31.12.2022    | 31.12.2021    |
|---|---------------|---------------|
| Capitale sociale  | 4.005         | 4.005         |
| Riserva legale  | 959           | 959           |
| Azioni proprie acquistate   | (2.937)       | (958)         |
| Riserva azioni proprie in portafoglio   | 2.937         | 958           |
| Altre riserve di capitale:  | 9.629         | 10.368        |
| <i>Riserve di rivalutazione:</i>  | 9.188         | 9.927         |
| - Legge n. 576/1975   | 1             | 1             |
| - Legge n. 72/1983  | 3             | 3             |
| - Legge n. 408/1990   | 2             | 2             |
| - Legge n. 413/1991   | 39            | 39            |
| - Legge n. 342/2000   | 7.439         | 9.839         |
| - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc  | 1.661         |               |
| - Legge n. 448/2001   | 43            | 43            |
| <i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>                                   | 378           | 378           |
| <i>Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i>                                | 63            | 63            |
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale  | 1.020         | (531)         |
| Riserva fair value partecipazioni minoritarie   | (8)           | (11)          |
| Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (32)          | (56)          |
| Riserva IFRS 10 e 11  | (114)         | (2)           |
| Altre riserve:  | 26.658        | 23.632        |
| <i>Riserve di utili:</i>  | 26.631        | 23.610        |
| - Riserva disponibile   | 25.489        | 22.468        |
| - Riserva da avanzo di fusione  | 636           | 636           |
| - Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986                                | 412           | 412           |
| - Riserva art. 14 Legge n. 342/2000   | 74            | 74            |
| - Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983                             | 19            | 19            |
| - Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993  | 1             | 1             |
| <i>Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario</i>                               | 27            | 22            |
| Obbligazioni subordinate perpetue   | 5.000         | 5.000         |
| Utile dell'esercizio  | 5.403         | 7.675         |
|   | <b>52.520</b> | <b>51.039</b> |

## CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,41%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 26,21%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 226.097.834 azioni, pari al 6,33%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.251.658.528 azioni, pari al 63,05%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale

sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

## RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite

fissato dall'art. 2430 del Codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

## AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Al 31 dicembre 2022, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021), e sono rappresentate da n. 226.097.834 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie

al servizio del Piano 2020-2022. Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni n. 1.183.552 azioni proprie per un controvalore complessivo di €21 milioni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019".

## RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) è a fronte del valore di iscrizione n. 226.097.834 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre

2022 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

## ALTRE RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €9.629 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.188 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci

delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. L'Assemblea dell'11 maggio 2022 ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (a

settembre, novembre, marzo, maggio). Inoltre, l'Assemblea ha approvato, per l'attuazione della Politica di Remunerazione, la riduzione – con le modalità e nei termini di cui all'art. 2445 del codice civile così come richiamato dall'art. 13 della Legge n. 342/2000 – della "Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000" per €2.400 milioni. Il CdA di Eni del 27 ottobre 2022, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ne ha approvato l'utilizzo ai fini della distribuzione della seconda tranche per €739 milioni; pertanto, la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, per la quale sono state esperite le modalità previste dall'art. 2445 c.c., al 31 dicembre 2022 residua in €1.661 milioni di euro;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acqui-

sto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";

- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

## RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva positiva di €1.020 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di coper-

tura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

| (€ milioni)                        | Derivati di copertura Cash flow hedge |                 |               |
|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------|---------------|
|                                    | Riserva lorda                         | Effetto Fiscale | Riserva netta |
| <b>Riserva al 31 dicembre 2021</b> | <b>(748)</b>                          | <b>217</b>      | <b>(531)</b>  |
| Variazione dell'esercizio          | (2.021)                               | 585             | (1.436)       |
| Rigiro a conto economico           | 4.250                                 | (1.230)         | 3.020         |
| Rigiro a rettifica rimanenze       | (46)                                  | 13              | (33)          |
| <b>Riserva al 31 dicembre 2022</b> | <b>1.435</b>                          | <b>(415)</b>    | <b>1.020</b>  |

## RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €8 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

## RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €32 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessi-

vo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

## RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva negativa di €114 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di conso-

lidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo Scarl e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

## ALTRE RISERVE

Le altre riserve di €26.658 milioni riguardano:

le riserve di utili per €26.631 milioni:

- riserva disponibile: €25.489 milioni, si incrementa di €3.021 milioni per effetto dell'attribuzione dell'utile 2021 (€6.265 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 11 maggio 2022. La riserva inoltre si decrementa principalmente per effetto: (i) della distribuzione agli azionisti della prima tranche del dividendo dell'esercizio 2022 di €0,22 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2022 (€761 milioni). L'Assemblea dell'11 maggio ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA, ivi inclusa la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (a settembre, novembre, marzo, maggio) e ha deliberato altresì la delega al Consiglio di Amministrazione a dare attuazione alle deliberazioni di cui sopra, accertando di volta in volta l'insussistenza di ragioni ostative ai fini della distribuzione avuto riguardo al complessivo contesto di riferimento in cui opera la Società nonché alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società e del Gruppo Eni risultante dai dati contabili e dalle previsioni per l'intero esercizio; (ii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€2.400 milioni);
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la

riserva, che trae origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali

partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, Eni-Tecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

## OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incre-

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario: €27 milioni. Accoglie gli effetti dei Piani di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approvati dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€17 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€10 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

mentato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

| (€ milioni)   | Importo        | Possibilità di utilizzazione | Quota disponibile per la distribuzione ai soci |
|---|----------------|------------------------------|--|
| <b>Capitale sociale</b>   | <b>4.005</b>   |                              |  |
| <b>Riserva legale</b>   | <b>959</b>     | B                            |  |
| <b>Riserve di capitale</b>  | <b>9.629</b>   |                              | <b>9.629</b>                                   |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975  | 1              | A,B,C                        | 1  |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983   | 3              | A,B,C                        | 3  |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990  | 2              | A,B,C                        | 2  |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991  | 39             | A,B,C                        | 39   |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 <sup>(*)</sup>                                     | 7.439          | A,B,C                        | 7.439  |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 c.c.                         | 1.661          | A,B,C                        | 1.661  |
| Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001  | 43             | A,B,C                        | 43   |
| Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993  | 378            | A,B,C                        | 378  |
| Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986  | 63             | A,B,C                        | 63   |
| <b>Altre riserve</b>  | <b>27.524</b>  |                              |  |
| <b>Riserve di utili :</b>   | <b>26.631</b>  |                              | <b>26.631</b>                                  |
| - Riserva disponibile   | 25.489         | A,B,C                        | 25.489   |
| - Riserva da avanzo di fusione  | 636            | A,B,C                        | 636  |
| - Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986                                | 412            | A,B,C                        | 412  |
| - Riserva art.14 Legge n. 342/2000  | 74             | A,B,C                        | 74   |
| - Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983                             | 19             | A,B,C                        | 19   |
| - Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993   | 1              | A,B,C                        | 1  |
| Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario                                      | 27             | B                            |  |
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale  | 1.020          | B                            |  |
| Riserva fair value partecipazioni minoritarie   | (8)            |                              |  |
| Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (32)           |                              |  |
| Riserva IFRS 10 e 11  | (114)          | -                            |  |
| <b>Riserva azioni proprie in portafoglio</b>  | <b>(2.937)</b> | -                            |  |
| <b>Azioni proprie acquistate</b>  | <b>2.937</b>   | -                            |  |
| <b>Obbligazioni subordinate perpetue</b>  | <b>5.000</b>   | -                            |  |
| <b>Utile dell'esercizio</b>   | <b>5.403</b>   |                              |  |
|   | <b>52.520</b>  |                              |  |

Legenda: A) disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci.

(\*) La distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del Codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,81 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed

accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €30,98 miliardi.

## 26 Garanzie, impegni e rischi

### GARANZIE

Le garanzie di 122.281 milioni (€116.773 milioni al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

| (€ milioni)                       | 31.12.2022     | 31.12.2021     |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| Imprese controllate               | 116.726        | 115.221        |
| Imprese collegate e joint venture | 3.834          | 589            |
| Proprio                           | 1.420          | 858            |
| Altri                             | 301            | 105            |
| <b>Totale</b>                     | <b>122.281</b> | <b>116.773</b> |

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €116.726 milioni comprendono:

- per €51.529 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.684 milioni (\$5.000 milioni), di €9.369 milioni (\$10.000 milioni) e di €23.422 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €14.054 milioni complessivi (\$15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Euro Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.435 milioni;
- per €21.267 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €9.699 milioni;
- per €10.007 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€5.078 milioni), Global Gas & LNG Portfolio (€2.607 milioni), Plenitude & Power (€1.420 milioni), Altre attività (€513 milioni), Corporate e società finanziarie (€256 milioni), Chimica (€133 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è di €34 milioni;
- per €3.748 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture Adnoc Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €1.874 milioni le garanzie rilasciate a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc/Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è nullo;
- per €1.820 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla erogazione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €1.677 milioni;
- per €1.312 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP)

per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;

- per €583 milioni le garanzie prestate a fronte di impegni di bonifica ambientale;
- per €290 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente a fronte del pagamento delle accise e di rimborsi IVA;
- per €205 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Versalis France SAS come partecipante al consorzio Exceltium, costituito da alcune delle principali realtà industriali energivore francesi per assicurare ai consorziati l'approvvigionamento di energia elettrica a costi competitivi nel lungo termine. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €3.834 milioni riguardano:

- per €3.164 milioni le garanzie rilasciate ad Azule Energy Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €1.892 milioni;

- per €278 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi ASA (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €277 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi a fronte degli impegni contrattuali assunti, in quota con i partner, principalmente per iniziative in Angola e l'assunzione di impegni di investimento in attività rinnovabili. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €106 milioni, le garanzie prestate a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a società non controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €9 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.420 milioni riguardano le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di altri includono per €190 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. Nel corso del 2022 la società Angola LNG Supply Service Llc è stata conferita ad Azule Energy Holdings Ltd (Eni 50%). La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto.

L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

## IMPEGNI E RISCHI

| (€ milioni) | 31.12.2022 | 31.12.2021 |
|-------------|------------|------------|
| Impegni     | 21         | 126        |
| Rischi      | 941        | 674        |
|             | <b>962</b> | <b>800</b> |

Gli impegni di €21 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale del Comune di Taranto (€4 milioni), dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2022 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €1 milione (€0,61 milioni in quota Eni).

I rischi di €941 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

## ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020 che, al 31 dicembre 2022 ammontano a €8,5 milioni. Relativamente alla Tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2022 si è registrato un avanzamento della costruzione pari al 39,66% sulla base del quale è stato possibile scaricare parzialmente (20%) la garanzia di buona e tempestiva esecuzione rilasciata da Cepav Due nei confronti di RFI con conseguente scarico delle obbligazioni assunte da Eni nei confronti di RFI;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di partecipate del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Everen Limited (ex Oil Insurance Limited);
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;
- in data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Al 31 dicembre 2022 il complesso immobiliare non era ancora nella disponibilità di Eni, la quale ha applicato alla Proprietà penali per ritardata consegna pari a circa €18 milioni, così come previste dal contratto di locazione e assistite da fidejussione a prima richiesta. La Proprietà asserisce che la ritarda consegna dipende da fattori non interamente riconducibili alla stessa: (i) gli effetti della crisi pandemica; (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area; (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di non riconoscere le penali chieste da Eni, nonché di richiedere a EniServizi e/o Eni una parte dei claim avanzati dall'appaltatore nei confronti della Proprietà medesima. Eni ed EniServizi, ribadendo la loro estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore, sostengono che i ritardi di cui

i punti (i) e (ii) sono stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 che li considerava nella nuova data di consegna del 31 dicembre 2021. Per quanto riguarda i presunti vizi progettuali di cui al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

## GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI<sup>4</sup>

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla nor-

mativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane e non italiane, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels, Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa

(4) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudentiale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

### Rischio di mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo).

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

### Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

### Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di espo-

sizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commo-

dity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

### Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD.

Al 31 dicembre 2022 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-in lieve miglioramento rispetto a quello di fine 2021.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

| (€ milioni)                       | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|-----------------------------------|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|                                   | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse <sup>(a)</sup> | 5,78    | 1,70   | 2,97  | 1,77           | 4,90    | 0,89   | 1,85  | 2,70           |
| Tasso di cambio <sup>(a)</sup>    | 0,78    | 0,00   | 0,14  | 0,24           | 0,14    | 0,04   | 0,09  | 0,04           |

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| (€ milioni)   | 2022    |        |        |                | 2021    |        |       |                |
|---|---------|--------|--------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|   | Massimo | Minimo | Media  | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(b)</sup> | 773,44  | 25,36  | 242,41 | 25,36          | 33,06   | 0,70   | 17,93 | 0,70           |

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green/Traditional Refining&Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| (€ milioni)  | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|--|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|  | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio euro <sup>(a)</sup> | 0,30    | 0,16   | 0,23  | 0,16           | 0,40    | 0,29   | 0,33  | 0,30           |

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

| (\$ milioni)  | 2022    |        |       |                | 2021    |        |       |                |
|---|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
|   | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio USD <sup>(b)</sup> | 0,13    | 0,04   | 0,08  | 0,04           | 0,14    | 0,05   | 0,11  | 0,13           |

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

## Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto del business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

### Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di

business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggiornati, integra-

ti, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

### Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels (ETB) ed ETS Inc. per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

### Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa

ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,8 miliardi (di cui Eni SpA per €13,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2022 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo in virtù del peggioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2022 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sustainability-linked sindacata con un pool di banche per un ammontare di €6 miliardi. Al 31 dicembre 2022 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €8,1 miliardi.

### Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |              |              |              |            |              | Totale        |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|
|   | 2023             | 2024         | 2025         | 2026         | 2027       | Oltre        |               |
| <b>31.12.2022</b>                                     |                  |              |              |              |            |              |               |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 2.697            | 2.265        | 2.082        | 2.301        | 808        | 8.658        | <b>18.811</b> |
| Passività finanziarie a breve termine                 | 14.122           |              |              |              |            |              | <b>14.122</b> |
| Passività per beni in leasing                         | 367              | 275          | 259          | 207          | 140        | 1.006        | <b>2.254</b>  |
| Passività per strumenti finanziari derivati           | 12.489           | 1.516        | 216          | 83           | 11         | 96           | <b>14.411</b> |
|   | <b>29.675</b>    | <b>4.056</b> | <b>2.557</b> | <b>2.591</b> | <b>959</b> | <b>9.760</b> | <b>49.598</b> |
| Interessi su debiti finanziari                        | 420              | 333          | 300          | 242          | 213        | 606          | <b>2.114</b>  |
| Interessi su passività per beni in leasing            | 92               | 82           | 71           | 62           | 55         | 274          | <b>636</b>    |
|   | <b>512</b>       | <b>415</b>   | <b>371</b>   | <b>304</b>   | <b>268</b> | <b>880</b>   | <b>2.750</b>  |

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |              |              |              |              |               | Totale        |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|   | 2022             | 2023         | 2024         | 2025         | 2026         | Oltre         |               |
| <b>31.12.2021</b>                                     |                  |              |              |              |              |               |               |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 1.369            | 4.211        | 2.184        | 2.072        | 2.991        | 9.235         | <b>22.062</b> |
| Passività finanziarie a breve termine                 | 5.866            |              |              |              |              |               | <b>5.866</b>  |
| Passività per beni in leasing                         | 375              | 318          | 255          | 244          | 198          | 924           | <b>2.314</b>  |
| Passività per strumenti finanziari derivati           | 15.220           | 1.633        | 162          | 3            | 22           | 46            | <b>17.086</b> |
|   | <b>22.830</b>    | <b>6.162</b> | <b>2.601</b> | <b>2.319</b> | <b>3.211</b> | <b>10.205</b> | <b>47.328</b> |
| Interessi su debiti finanziari                        | 395              | 386          | 313          | 291          | 235          | 788           | <b>2.408</b>  |
| Interessi su passività per beni in leasing            | 67               | 57           | 48           | 41           | 33           | 118           | <b>364</b>    |
|   | <b>462</b>       | <b>443</b>   | <b>361</b>   | <b>332</b>   | <b>268</b>   | <b>906</b>    | <b>2.772</b>  |

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

| (€ milioni)             | Anni di scadenza |           |           | Totale        |
|-------------------------|------------------|-----------|-----------|---------------|
|                         | 2023             | 2024-2027 | Oltre     |               |
| <b>31.12.2022</b>       |                  |           |           |               |
| Debiti commerciali      | 11.682           |           |           | <b>11.682</b> |
| Altri debiti e anticipi | 698              | 36        | 65        | <b>799</b>    |
|                         | <b>12.380</b>    | <b>36</b> | <b>65</b> | <b>12.481</b> |

| (€ milioni)             | Anni di scadenza |           |           | Totale       |
|-------------------------|------------------|-----------|-----------|--------------|
|                         | 2022             | 2023-2026 | Oltre     |              |
| <b>31.12.2021</b>       |                  |           |           |              |
| Debiti commerciali      | 8.770            |           |           | <b>8.770</b> |
| Altri debiti e anticipi | 751              | 31        | 39        | <b>821</b>   |
|                         | <b>9.521</b>     | <b>31</b> | <b>39</b> | <b>9.591</b> |

## Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali<sup>5</sup>

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi

successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

| (€ milioni)   | Anni di scadenza |               |               |               |               |               | Totale         |
|---|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
|   | 2023             | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | Oltre         |                |
| <b>Costi di abbandono e ripristino siti<sup>(a)</sup></b> | <b>142</b>       | <b>192</b>    | <b>142</b>    | <b>113</b>    | <b>260</b>    | <b>3.333</b>  | <b>4.182</b>   |
| <b>Costi relativi a fondi ambientali</b>                  | <b>208</b>       | <b>158</b>    | <b>125</b>    | <b>81</b>     | <b>54</b>     | <b>317</b>    | <b>943</b>     |
| <b>Impegni di acquisto<sup>(b)</sup></b>                  | <b>41.086</b>    | <b>38.986</b> | <b>25.608</b> | <b>18.707</b> | <b>13.752</b> | <b>65.477</b> | <b>203.616</b> |
| - Gas   |                  |               |               |               |               |               |                |
| Take-or-pay   | 40.006           | 38.342        | 25.098        | 18.363        | 13.544        | 65.118        | 200.471        |
| Ship-or-pay   | 1.080            | 644           | 510           | 344           | 208           | 359           | 3.145          |
| <b>Altri impegni, di cui:</b>                             | <b>1</b>         |               |               |               |               | <b>20</b>     | <b>21</b>      |
| Memorandum di intenti Val d'Agri                          | 1                |               |               |               |               |               | 1              |
| Altri   |                  |               |               |               |               | 20            | 20             |
| <b>Totale</b>   | <b>41.437</b>    | <b>39.336</b> | <b>25.875</b> | <b>18.901</b> | <b>14.066</b> | <b>69.147</b> | <b>208.762</b> |

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

## Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,7 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai pro-

getti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

| (€ milioni)                    | Anni di scadenza |      |      |      |       | Totale |
|--------------------------------|------------------|------|------|------|-------|--------|
|                                | 2023             | 2024 | 2025 | 2026 | Oltre |        |
| Impegni per progetti committed | 739              | 483  | 385  | 436  | 273   | 2.316  |

(5) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

## Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | 2022                 |                             |   | 2021                 |                             |   |
|--|----------------------|-----------------------------|---|----------------------|-----------------------------|---|
|  | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a |   | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a |   |
|  |                      | Conto economico             | Altre componenti dell'utile complessivo |                      | Conto economico             | Altre componenti dell'utile complessivo |
| <b>Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:</b>          |                      |                             |   |                      |                             |   |
| - Strumenti finanziari derivati non di copertura <sup>(a)</sup>                            | 615                  | (5.906)                     |   | (1.866)              | (2.581)                     |   |
| - Strumenti finanziari derivati di copertura CFH <sup>(b)</sup>                            | 323                  | (185)                       | 2.229                                   | (711)                | 102                         | (791)                                   |
| - Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico <sup>(c)</sup> | 7.815                | (44)                        |   | 5.855                | 11                          |   |
| <b>Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:</b>                               |                      |                             |   |                      |                             |   |
| - Titoli   | 20                   |                             |   | 20                   |                             |   |
| <b>Partecipazioni valutate al fair value:</b>  |                      |                             |   |                      |                             |   |
| - Partecipazioni minoritarie   | 14                   |                             | 3                                       | 11                   |                             | 1                                       |
| - Altre imprese disponibili per la vendita   | 80                   |                             |   | ...                  |                             |   |
| <b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato</b>          |                      |                             |   |                      |                             |   |
| - Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>                                       | 11.661               | (13)                        |   | 12.992               | (27)                        |   |
| - Crediti finanziari <sup>(e)</sup>  | 5.886                | 565                         |   | 7.451                | 844                         |   |
| - Debiti commerciali e altri debiti <sup>(e)</sup>   | (12.380)             | (183)                       |   | (9.521)              | (177)                       |   |
| - Debiti finanziari <sup>(e)</sup>   | (33.059)             | (751)                       |   | (28.040)             | (700)                       |   |

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €6.140 milioni di oneri (oneri per €2.380 milioni nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €234 milioni di proventi (oneri per €201 milioni nel 2021).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €4.250 milioni (oneri per €529 milioni nel 2021).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €76 milioni di oneri (oneri per €76 milioni nel 2021) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €63 milioni di proventi (proventi per €49 milioni nel 2021).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

## Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2022 di Eni SpA sono classificate:

| (€ milioni)   | 2022      |           |           | 2021      |           |           |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|   | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| <b>Attività correnti:</b>   |           |           |           |           |           |           |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 4.313     | 3.502     |           | 5.303     | 552       |           |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura                            | 9         | 11.670    |           | 5         | 12.205    | 2         |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge                |           | 1.089     |           |           | 391       |           |
| <b>Attività non correnti:</b>   |           |           |           |           |           |           |
| Partecipazioni minoritarie  |           |           | 14        |           |           | 11        |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura                            |           | 2.577     |           |           | 1.906     |           |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge                |           | 4         |           |           |           |           |
| <b>Attività destinate alla vendita:</b>                                   |           |           |           |           |           |           |
| - Partecipazioni disponibili per la vendita                               |           |           | 80        |           |           | ...       |
| <b>Passività correnti:</b>  |           |           |           |           |           |           |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura                            | 6         | 11.816    |           | 3         | 14.198    |           |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge                |           | 667       |           |           | 1.019     |           |
| <b>Passività non correnti:</b>  |           |           |           |           |           |           |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura                            |           | 1.819     |           |           | 1.783     |           |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge                |           | 103       |           |           | 83        |           |

Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero per-

ché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

## Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - regolamentazione in materia ambientale" delle note al bilancio consolidato. Con riferimento allo schema europeo di emissions trading (ETS), nell'esercizio 2022, a fronte di 4,34 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,36 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,98 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

## 27 Ricavi

### Ricavi della gestione caratteristica

| (€ milioni)  | 2022          | 2021          |
|--|---------------|---------------|
| <b>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</b>      |               |               |
| Gas naturale   | 34.364        | 15.339        |
| Prodotti petroliferi                                 | 22.159        | 13.674        |
| Energia elettrica e utility                          | 9.499         | 3.883         |
| GNL  | 5.509         | 3.196         |
| Greggi   | 1.399         | 731           |
| Gestione sviluppo sistemi informatici                | 115           | 109           |
| Vettoriamento gas su tratte estere                   | 53            | 46            |
| Altre vendite e prestazioni                          | 1.575         | 1.280         |
|  | <b>74.673</b> | <b>38.258</b> |
| <b>Variazioni dei lavori in corso su ordinazione</b> | <b>6</b>      | <b>(9)</b>    |
|  | <b>74.679</b> | <b>38.249</b> |

| (€ milioni)  | 2022      | 2021       |
|--|-----------|------------|
| Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisistenti all'inizio dell'esercizio <sup>(a)</sup> | 99        | 81         |
| Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti             | (4)       | 30         |
|  | <b>95</b> | <b>111</b> |

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

| (€ milioni)   | 2022           | 2021            |
|---|----------------|-----------------|
| Accise su prodotti petroliferi  | (6.051)        | (8.501)         |
| Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate | (2.190)        | (1.820)         |
| Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise   | (940)          | (449)           |
| Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture   | (188)          | (272)           |
| Ricavi operativi relativi a permutate greggi  | (70)           | (194)           |
|   | <b>(9.439)</b> | <b>(11.236)</b> |

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

### Altri ricavi e proventi

| (€ milioni)  | 2022       | 2021       |
|--|------------|------------|
| Proventi per attività in joint venture             | 33         | 47         |
| Penalità contrattuali e altri proventi commerciali | 66         | 31         |
| Locazioni, affitti e noleggi                       | 42         | 44         |
| Plusvalenze da cessioni e da conferimenti          | 8          | 11         |
| Altri proventi                                     | 393        | 341        |
|  | <b>542</b> | <b>474</b> |

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## 28 Costi

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

| (€ milioni)  | 2022          | 2021          |
|--|---------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 59.911        | 28.526        |
| Costi per servizi  | 5.156         | 4.873         |
| Costi per godimento di beni di terzi                     | 640           | 312           |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri         | 1.369         | 357           |
| Variazioni rimanenze                                     | (1.895)       | (1.613)       |
| Altri oneri  | 954           | 672           |
|  | <b>66.135</b> | <b>33.127</b> |

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

| (€ milioni)  | 2022          | 2021          |
|--|---------------|---------------|
| Gas naturale   | 37.336        | 15.648        |
| Materie prime, sussidiarie   | 14.383        | 7.802         |
| Prodotti   | 7.117         | 4.375         |
| Semilavorati   | 621           | 497           |
| Materiali e materie di consumo   | 626           | 416           |
| a dedurre:   |               |               |
| - acquisti per investimenti  | (161)         | (174)         |
| - ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | (11)          | (38)          |
|  | <b>59.911</b> | <b>28.526</b> |

I costi per servizi riguardano:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| Trasporto e distribuzione di gas naturale                 | 1.190        | 1.123        |
| Tolling fee per la produzione di energia elettrica        | 1.095        | 1.129        |
| Progettazione e direzione lavori                          | 439          | 449          |
| Manutenzioni  | 377          | 369          |
| Trasporti e movimentazioni                                | 336          | 284          |
| Consulenze e prestazioni professionali                    | 298          | 343          |
| Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni | 279          | 320          |
| Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT       | 261          | 198          |
| Costi di vendita diversi                                  | 183          | 203          |
| Compensi di lavorazione                                   | 165          | 170          |
| Trasporto e distribuzione di energia elettrica            | 106          | 116          |
| Viaggi, missioni e altri                                  | 105          | 90           |
| Postali, telefoniche e ponti radio                        | 95           | 82           |
| Pubblicità, promozione e attività di comunicazione        | 84           | 62           |
| Servizi di modulazione e stoccaggio                       | 30           | 57           |
| Altri   | 803          | 728          |
|   | <b>5.846</b> | <b>5.723</b> |
| a dedurre:  |              |              |
| - servizi per investimenti                                | (522)        | (629)        |
| - ricavi recuperi da partner quota costi per servizi      | (168)        | (221)        |
|   | <b>5.156</b> | <b>4.873</b> |

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €106 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €640 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €445 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €1.369 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €954 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€175 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonal, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€71 milioni); (iii) oneri per penalità contrattuali (€54 milioni); (iv) Certificati forestry (€27 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

## Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| Salari e stipendi                                   | 883          | 890          |
| Oneri sociali                                       | 248          | 252          |
| Oneri per benefici ai dipendenti                    | 132          | 172          |
| Costi personale in comando                          | 24           | 26           |
| Altri costi   | 79           | 75           |
|   | <b>1.366</b> | <b>1.415</b> |
| a dedurre:  |              |              |
| - proventi relativi al personale                    | (97)         | (93)         |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (33)         | (31)         |
| - ricavi recuperi da partner quota costo lavoro     | (5)          | (5)          |
|   | <b>1.231</b> | <b>1.286</b> |

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

## Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

|           | 2022          | 2021          |
|-----------|---------------|---------------|
| Dirigenti | 565           | 606           |
| Quadri    | 4.265         | 4.538         |
| Impiegati | 5.431         | 5.880         |
| Operai    | 1.005         | 972           |
|           | <b>11.266</b> | <b>11.996</b> |

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

## Piani di Incentivazione dei Dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che sarà assegnato a scadenza dipende dai seguenti obiettivi definiti in un periodo di performance triennale, e precisamente: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato misurato rispetto al Peer Group di riferimento in termini di differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione tra il titolo e la borsa di riferimento; (ii) per il 20% da un obiettivo industriale misurato rispetto al Peer Group in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV); (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, rispetto al valore previsto nel Piano

Strategico; (iv) per il (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi misurati rispetto ai valori di Piano Strategico e costituiti: (a) per il 15% dalla Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO<sub>2</sub>eq./kboe); (b) per il 10% dalla capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili; (c) per il 10% dallo stato avanzamento di tre progetti rilevanti di economia circolare. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno assegnate a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% di tali azioni sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione. Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione; (ii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (iii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €14,9 milioni (€13,4 milioni nel 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## Compensi spettanti ai Key Management Personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management per-

sonnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2022 e il 2021 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €59 milioni e a €42 milioni, e si analizzano come segue:

| (€ milioni)                                 | 2022      | 2021      |
|---|-----------|-----------|
| Salari e stipendi                           | 33        | 26        |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro   | 3         | 2         |
| Altri benefici a lungo termine              | 14        | 14        |
| Indennità per cessazione rapporto di lavoro | 9         |           |
|   | <b>59</b> | <b>42</b> |

## Compensi spettanti agli Amministratori e Sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,12 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura

retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

## 29 Proventi (oneri) finanziari

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| <b>Proventi (oneri) finanziari:</b>   |              |              |
| Proventi finanziari   | 3.324        | 2.049        |
| Oneri finanziari  | (3.730)      | (2.066)      |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (44)         | 11           |
|   | <b>(450)</b> | <b>(6)</b>   |
| Strumenti finanziari derivati   | 234          | (201)        |
|   | <b>(216)</b> | <b>(207)</b> |

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| <b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:</b>                         |              |              |
| Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari  | (400)        | (406)        |
| Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori   | (105)        | (91)         |
| Interessi passivi su passività per beni in leasing  | (73)         | (76)         |
| Interessi attivi su depositi e c/c  | 42           | 6            |
| Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading   | (42)         | 11           |
| Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (2)          |              |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa                   | 90           | 67           |
| Commissioni mancato utilizzo linee di credito   | (8)          | (8)          |
|   | <b>(498)</b> | <b>(497)</b> |
| <b>Differenze attive (passive) di cambio:</b>   |              |              |
| Differenze attive realizzate  | 2.650        | 1.544        |
| Differenze attive da valutazione  | 416          | 302          |
| Differenze passive realizzate   | (2.514)      | (1.258)      |
| Differenze passive da valutazione   | (549)        | (250)        |
|   | <b>3</b>     | <b>338</b>   |
| <b>Altri proventi (oneri) finanziari:</b>   |              |              |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>   | (44)         | (19)         |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa                       | 67           | 102          |
| Commissioni per servizi finanziari  | 46           | 24           |
| Oneri correlati ad operazioni di factoring  | (8)          | (3)          |
| Interessi su crediti d'imposta  | 1            |              |
| Altri proventi  | 4            | 8            |
| Altri oneri   | (39)         | (12)         |
|   | <b>27</b>    | <b>100</b>   |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale   | 18           | 53           |
|   | <b>(450)</b> | <b>(6)</b>   |

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €234 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

## 30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni)                  | 2022         | 2021         |
|------------------------------|--------------|--------------|
| Dividendi                    | 2.336        | 6.006        |
| Plusvalenze nette da vendite | 214          | 21           |
| Plusvalenza su conferimenti  | 2.006        |              |
| Altri proventi               | 1.238        | 2.281        |
| <b>Totale proventi</b>       | <b>5.794</b> | <b>8.308</b> |
| Svalutazioni e altri oneri   | (2.023)      | (1.390)      |
|                              | <b>3.771</b> | <b>6.918</b> |

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni)   | 2022         | 2021         |
|---|--------------|--------------|
| <b>Dividendi</b>  |              |              |
| Eni International BV  | 1.722        | 5.225        |
| Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)                       | 300          |              |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA                                  | 59           |              |
| Eni Insurance DAC   | 58           | 57           |
| Ecofuel SpA   | 54           | 24           |
| Enipower SpA  | 49           | 164          |
| leoc SpA  | 48           |              |
| Eni Finance International SA                                      | 15           | 11           |
| Eni Fuel SpA  | 11           | 4            |
| Floaters SpA  | 10           |              |
| Eni International Resources Ltd                                   | 3            | 9            |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA                           | 3            | 8            |
| Norpipe Terminal HoldCo Ltd                                       | 2            | 5            |
| Transmed SpA  | 2            | 4            |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit                                 |              | 185          |
| Eni Global Energy Markets SpA                                     |              | 145          |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA                               |              | 70           |
| Eni Trade & Biofuels SpA  |              | 56           |
| Rafferia di Gela SpA  |              | 19           |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd                                |              | 18           |
| LNG Shipping SpA  |              | 2            |
|   | <b>2.336</b> | <b>6.006</b> |
| <b>Plusvalenze nette da vendite</b>                               |              |              |
| Enipower SpA  | 214          |              |
| Unión Fenosa Gas SA   |              | 21           |
|   | <b>214</b>   | <b>21</b>    |
| <b>Plusvalenze su conferimenti</b>                                |              |              |
| Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)                       | 2.006        |              |
|   | <b>2.006</b> |              |
| <b>Altri proventi</b>   |              |              |
| Ripresa di valore Eni Investments Plc                             | 551          | 910          |
| Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA                | 359          | 53           |
| Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc                            | 287          | 747          |
| Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA           | 31           |              |
| Ripresa di valore LNG Shipping SpA                                | 7            |              |
| Ripresa di valore Floaters SpA                                    | 2            | 10           |
| Ripresa di valore Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)     |              | 355          |
| Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA                             |              | 200          |
| Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA |              | 6            |
| Altri proventi  | 1            |              |
|   | <b>1.238</b> | <b>2.281</b> |
| <b>Totale proventi</b>  | <b>5.794</b> | <b>8.308</b> |

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

| (€ milioni)                                      | 2022         | 2021         |
|--|--------------|--------------|
| <b>Svalutazioni</b>                              |              |              |
| Eni Rewind SpA                                   | 890          |              |
| Versalis SpA                                     | 379          | 454          |
| Raffineria di Gela SpA                           | 331          | 34           |
| Saipem SpA                                       | 320          | 510          |
| Export LNG Ltd                                   | 45           |              |
| Ieoc SpA   | 14           |              |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA                 | 13           |              |
| EniProgetti SpA                                  | 11           | 21           |
| Eni Mozambico SpA                                | 11           | 15           |
| Società Petrolifera Italiana SpA                 | 3            | 1            |
| Eni Timor Leste SpA                              | 2            | 1            |
| EniServizi SpA                                   | 1            | 3            |
| Eni España Comercializadora de Gas SAU           |              | 95           |
| LNG Shipping SpA                                 |              | 29           |
| Servizi Aerei SpA                                |              | 1            |
| Altre minori                                     | 2            | 1            |
|  | <b>2.022</b> | <b>1.165</b> |
| <b>Altri oneri</b>                               |              |              |
| Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA         |              | 209          |
| Perdite su partecipazione EniProgetti SpA        |              | 9            |
| Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA |              | 4            |
| Altri oneri                                      | 1            | 3            |
|  | <b>1</b>     | <b>225</b>   |
| <b>Totale oneri</b>                              | <b>2.023</b> | <b>1.390</b> |

## 31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (€ milioni)  | 2022         | 2021         |
|--|--------------|--------------|
| IRES   | 303          | (1)          |
| IRAP   | (26)         | (19)         |
| Addizionale Legge n. 7/09  | 97           | (97)         |
| Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico | (1.250)      |              |
| <b>Totale imposte correnti</b>   | <b>(876)</b> | <b>(117)</b> |
| Imposte differite  | 1            | 4            |
| Imposte anticipate <sup>(a)</sup>                                      | 2.513        | 473          |
| <b>Totale imposte differite e anticipate</b>                           | <b>2.514</b> | <b>477</b>   |
| <b>Totale imposte estere</b>   | <b>(11)</b>  | <b>(6)</b>   |
| <b>Totale imposte sul reddito di Eni SpA</b>                           | <b>1.627</b> | <b>354</b>   |
| Imposte correnti relative alla joint operation                         |              | (2)          |
| Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation           | (4)          | 43           |
| <b>Totale imposte sul reddito joint operation</b>                      | <b>(4)</b>   | <b>41</b>    |
|  | <b>1.623</b> | <b>395</b>   |

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 – Attività per imposte anticipate.

Le imposte sul reddito includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina") nonché lo stanziamento del contributo solidaristico istituito dalla Legge n.197 del 29 dicembre 2022 (Legge Finanziaria 2023) sulla base del reddito imponibile del 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2016. Per effetto delle previsioni dell'art. 67 D.L. 18/2020 e dell'art. 157 D.L. 34/2020 gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2016 possono essere notificati fino al 26 marzo 2023.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

| (€ milioni)  | 2022  |                |         | 2021  |               |         |
|--|-------|----------------|---------|-------|---------------|---------|
|  |       | Aliquota       | Imposta |       | Aliquota      | Imposta |
| Utile prima delle imposte  | 3.780 | 24,00%         | 907     | 7.280 | 24,00%        | 1.747   |
| Differenza tra valore e costi della produzione                                   | 225   | 4,96%          | 11      | 569   | 4,96%         | 28      |
| <b>Aliquota teorica</b>  |       | <b>24,29%</b>  |         |       | <b>24,39%</b> |         |
| Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica: |       |                |         |       |               |         |
| - dividendi esclusi da tassazione  |       | -13,57%        |         |       | -19,05%       |         |
| - cessioni pex   |       | -12,60%        |         |       | -0,06%        |         |
| - perdite fiscali società consolidate  |       | -9,01%         |         |       | -1,52%        |         |
| - valutazione partecipazioni   |       | 5,02%          |         |       | -3,00%        |         |
| - valutazione anticipate   |       | -57,75%        |         |       | -7,84%        |         |
| - perdita fiscale per imposte passati esercizi                                   |       |                |         |       | -0,04%        |         |
| - addizionale IRES Legge n. 7/2009   |       | -2,56%         |         |       | 1,33%         |         |
| - Contributo solidaristico delle imprese del settore energetico                  |       | 33,07%         |         |       |               |         |
| - altre variazioni   |       | -9,83%         |         |       | 0,36%         |         |
| <b>Aliquota effettiva</b>  |       | <b>-42,94%</b> |         |       | <b>-5,43%</b> |         |

## 32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione.

In particolare nel corso del 2022 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€5 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€24 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

## ESERCIZIO 2022

| Denominazione                             | (€ milioni) | 31.12.2022               |                          |                 |                  |          | 2022                  |                      |                                  |
|---|-------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|----------|-----------------------|----------------------|----------------------------------|
|   |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati Passivi | Garanzie | Ricavi <sup>(a)</sup> | Costi <sup>(b)</sup> | Altri proventi (oneri) operativi |
| <b>Imprese controllate</b>                |             |                          |                          |                 |                  |          |                       |                      |                                  |
| Agip Caspian Sea BV                       |             | 3                        |                          |                 |                  | 14.753   | 9                     |                      |                                  |
| Agip Karachaganak BV                      |             | 5                        | 1                        |                 |                  | 3.238    | 14                    | 1                    |                                  |
| Ecofuel SpA                               |             | 12                       | 29                       |                 |                  | 63       | 4                     | 268                  |                                  |
| Eni Abu Dhabi BV                          |             | 6                        | 4                        |                 |                  | 51.529   | 23                    | 3                    |                                  |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV       |             |                          |                          |                 |                  | 3.748    |                       |                      |                                  |
| Eni Algeria Exploration BV                |             | 8                        | 1                        |                 |                  | 101      | 16                    |                      |                                  |
| Eni Austria GmbH                          |             | 15                       |                          |                 |                  | 12       | 221                   |                      |                                  |
| Eni Congo SA                              |             | 33                       |                          |                 |                  |          | 65                    |                      |                                  |
| Eni Deutschland GmbH                      |             | 188                      | 4                        |                 |                  | 5        | 1.432                 | 56                   |                                  |
| Eni España Comercializadora De Gas SAU    |             | 232                      | 187                      | 37              | 18               | 63       | 3.548                 | 770 (159)            |                                  |
| Eni Finance International SA              |             | 1                        |                          | 136             | 41               |          | 3                     |                      |                                  |
| Eni Fuel SpA                              |             | 772                      | 35                       |                 |                  | 62       | 4.208                 | 11                   |                                  |
| Eni gas & power France SA                 |             | 296                      |                          | 544             | 421              | 105      | 1.808                 | 258                  |                                  |
| Eni Global Energy Markets SpA             |             | 4.239                    | 3.201                    | 9.842           | 8.607            | 2.352    | 10.344                | (7.461)              |                                  |
| Eni Indonesia Limited                     |             | 10                       | 23                       |                 |                  |          | 15                    | 137                  |                                  |
| Eni Insurance Designated Activity Company |             | 1                        | 1                        |                 |                  | 57       | 2                     | 33                   |                                  |
| Eni International BV                      |             | 1                        |                          |                 |                  | 188      | 2                     |                      |                                  |
| Eni Lasmo plc                             |             |                          |                          |                 |                  | 606      |                       |                      |                                  |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA          |             | 41                       | 50                       |                 |                  | 30       | 163                   | 492                  |                                  |
| Eni México, S.de RL de CV                 |             | 15                       | 1                        |                 |                  | 289      | 41                    |                      |                                  |
| Eni Mozambico SpA                         |             | 1                        |                          |                 |                  | 68       | 2                     |                      |                                  |
| Eni Muara Bakau BV                        |             | 8                        |                          |                 |                  |          | 10                    | 135                  |                                  |
| Eni New Energy SpA                        |             | 1                        | 2                        |                 |                  | 259      |                       | 5                    |                                  |
| Eni North Africa BV                       |             | 8                        | 19                       | 22              | 6                | 24       | 21                    | 267                  |                                  |
| Eni Petroleum Co Inc                      |             | 21                       | 4                        |                 |                  | 173      | 22                    | 5                    |                                  |
| Eni Petroleum US LLC                      |             |                          |                          |                 |                  | 438      |                       |                      |                                  |
| Eni Plenitude Iberia SLU                  |             |                          |                          |                 |                  | 105      |                       |                      |                                  |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit         |             | 325                      | 38                       | 4.524           | 4.876            | 991      | 6.878                 | (947)                |                                  |
| Eni Rewind SpA                            |             | 31                       | 159                      |                 |                  | 1.039    | 71                    | 353                  |                                  |
| Eni Suisse SA                             |             | 17                       |                          |                 |                  |          | 217                   | 8                    |                                  |
| Eni Sustainable Mobility SpA              |             | 1                        | 1                        |                 |                  | 231      |                       |                      |                                  |
| Eni Trade & Biofuels SpA                  |             | 591                      | 1.859                    | 9               | 6                | 3.782    | 3.493                 | 16.236 9             |                                  |
| Eni Trading & Shipping Inc                |             |                          |                          |                 |                  | 1.106    |                       |                      |                                  |
| Eni UK Limited                            |             | 11                       | 2                        |                 |                  | 89       | 28                    | 5                    |                                  |
| Eni ULX Limited                           |             |                          |                          |                 |                  | 256      |                       |                      |                                  |
| Eni US Operating Co. Inc.                 |             |                          |                          |                 |                  | 787      | 1                     |                      |                                  |
| Eni USA Gas Marketing LLC                 |             |                          |                          |                 |                  | 1.315    |                       |                      |                                  |
| Eni Venezuela BV                          |             | 1                        |                          |                 |                  |          | 5                     | 63                   |                                  |
| Enipower Mantova SpA                      |             | 26                       | 74                       |                 |                  | 6        | 91                    | 266                  |                                  |
| Enipower SpA                              |             | 83                       | 250                      | 1               |                  | 10       | 306                   | 959                  |                                  |
| EniProgetti SpA                           |             | 9                        | 59                       |                 |                  | 10       | 22                    | 102                  |                                  |
| EniServizi SpA                            |             | 7                        | 42                       |                 |                  | 8        | 56                    | 140                  |                                  |
| Floaters SpA                              |             | 22                       |                          |                 |                  |          | 1                     | 236                  |                                  |
| Ieoc Production BV                        |             | 28                       | 1                        |                 |                  | 13       | 76                    | 2                    |                                  |

| Denominazione<br>(€ milioni)                                 | 31.12.2022                  |                             |                    |                     |               | 2022                  |                      |                                     |
|--|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------|---------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|
|  | Crediti e<br>altre attività | Debiti e altre<br>passività | Derivati<br>attivi | Derivati<br>Passivi | Garanzie      | Ricavi <sup>(a)</sup> | Costi <sup>(b)</sup> | Altri proventi<br>(oneri) operativi |
| LNG Shipping SpA   | 16                          | 17                          |                    |                     | 192           | 37                    | 155                  |                                     |
| Nigerian Agip Oil Company Limited                            | 17                          |                             |                    |                     | 77            | 36                    |                      |                                     |
| Raffineria di Gela SpA                                       | 26                          | 31                          |                    |                     | 69            | 159                   | 169                  |                                     |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA                          |                             | 75                          |                    |                     |               |                       | 485                  |                                     |
| Versalis France SAS  |                             |                             | 2                  |                     | 95            |                       |                      |                                     |
| Versalis SpA   | 202                         | 28                          |                    | 1                   | 172           | 1.408                 | 149                  |                                     |
| Altre <sup>(c)</sup>   | 136                         | 43                          |                    |                     | 520           | 329                   | 88                   |                                     |
|  | <b>7.466</b>                | <b>6.241</b>                | <b>15.117</b>      | <b>13.976</b>       | <b>89.036</b> | <b>35.187</b>         | <b>21.599</b>        | <b>(8.300)</b>                      |
| <b>Imprese collegate e joint venture</b>                     |                             |                             |                    |                     |               |                       |                      |                                     |
| Angola LNG Ltd   |                             |                             |                    |                     |               |                       | 75                   |                                     |
| Damietta LNG (DLNG) SAE                                      |                             | 14                          |                    |                     |               |                       | 71                   |                                     |
| Azule Energy Angola B.V. (ex Eni Angola Exploration BV)      | 9                           |                             |                    |                     | 86            | 9                     |                      |                                     |
| Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)                  | 56                          |                             |                    |                     | 3.182         | 68                    |                      |                                     |
| Eni North Sea Wind Limited                                   |                             |                             |                    |                     | 166           |                       |                      |                                     |
| Società Enipower Ferrara Srl                                 | 14                          | 69                          |                    |                     | 5             | 63                    | 172                  |                                     |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA                      | 6                           | 433                         |                    |                     |               | 16                    | 12                   |                                     |
| Vår Energi ASA   | 14                          | 121                         |                    |                     | 278           | 19                    | 1.408                |                                     |
| Altre <sup>(c)</sup>   | 43                          | 21                          |                    |                     | 11            | 80                    | 89                   |                                     |
|  | <b>142</b>                  | <b>658</b>                  |                    |                     | <b>3.728</b>  | <b>255</b>            | <b>1.827</b>         |                                     |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                       |                             |                             |                    |                     |               |                       |                      |                                     |
| Gruppo Snam  | 755                         | 24                          |                    |                     |               | 1.723                 | 873                  |                                     |
| GSE - Gestore Servizi Energetici                             | 54                          | 117                         |                    |                     |               | 5.087                 | 1.141                |                                     |
| ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA                     | 3                           |                             |                    |                     |               | 179                   |                      |                                     |
| Gruppo Terna   | 37                          | 35                          | 4                  | 8                   |               | 139                   | 90                   | (18)                                |
| Altre <sup>(c)</sup>   | 9                           | 12                          |                    |                     |               | 13                    | 21                   |                                     |
|  | <b>858</b>                  | <b>188</b>                  | <b>4</b>           | <b>8</b>            |               | <b>7.141</b>          | <b>2.125</b>         | <b>(18)</b>                         |
| <b>Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati</b> |                             |                             |                    |                     |               |                       |                      |                                     |
|  |                             | 2                           |                    |                     |               | 1                     | 34                   |                                     |
|  | <b>8.466</b>                | <b>7.089</b>                | <b>15.121</b>      | <b>13.984</b>       | <b>92.764</b> | <b>42.584</b>         | <b>25.585</b>        | <b>(8.318)</b>                      |

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

## ESERCIZIO 2021

| Denominazione                             | (€ milioni) | 31.12.2021               |                          |                 |                  |          | 2021                  |                      |                                  |
|---|-------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|----------|-----------------------|----------------------|----------------------------------|
|   |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati Passivi | Garanzie | Ricavi <sup>(a)</sup> | Costi <sup>(b)</sup> | Altri proventi (oneri) operativi |
| <b>Imprese controllate</b>                |             |                          |                          |                 |                  |          |                       |                      |                                  |
| Agip Caspian Sea BV                       |             | 4                        |                          |                 |                  | 13.903   | 10                    |                      |                                  |
| Agip Karachaganak BV                      |             | 5                        | 1                        |                 |                  | 3.051    | 11                    | 1                    |                                  |
| Aldro Energía y Soluciones SLU            |             |                          |                          |                 |                  | 85       |                       |                      |                                  |
| Ecofuel SpA                               |             | 6                        | 9                        |                 |                  | 32       | 4                     | 133                  |                                  |
| Eni Abu Dhabi BV                          |             | 6                        | 2                        |                 |                  | 48.559   | 28                    | 2                    |                                  |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV       |             |                          |                          |                 |                  | 3.532    |                       |                      |                                  |
| Eni Algeria Exploration BV                |             | 6                        | 1                        |                 |                  | 95       | 10                    |                      |                                  |
| Eni Angola Exploration BV                 |             | 4                        |                          |                 |                  | 81       | 8                     |                      |                                  |
| Eni Angola SpA                            |             | 37                       |                          |                 |                  | 2.998    | 71                    |                      |                                  |
| Eni Austria GmbH                          |             | 11                       |                          |                 |                  | 12       | 107                   |                      |                                  |
| Eni Deutschland GmbH                      |             | 102                      | 2                        |                 |                  | 7        | 713                   | 13                   |                                  |
| Eni España Comercializadora De Gas SAU    |             | 92                       | 2                        | 10              | 54               | 28       | 803                   | 6 (158)              |                                  |
| Eni Finance International SA              |             | 2                        |                          | 60              | 36               |          | 3                     |                      |                                  |
| Eni Fuel SpA                              |             | 761                      | 34                       |                 |                  | 57       | 2.194                 | 12                   |                                  |
| Eni gas & power France SA                 |             | 323                      |                          | 212             | 289              | 98       | 1.192                 | (123)                |                                  |
| Eni Global Energy Markets SpA             |             | 2.890                    | 2.455                    | 10.143          | 11.889           | 1.959    | 5.893                 | (2.091)              |                                  |
| Eni Hewett Limited                        |             |                          |                          |                 |                  | 130      |                       |                      |                                  |
| Eni Indonesia Limited                     |             | 6                        | 14                       |                 |                  | 6        | 34                    | 87                   |                                  |
| Eni Insurance Designated Activity Company |             | 1                        |                          |                 |                  | 57       | 1                     | 34                   |                                  |
| Eni International BV                      |             | 1                        |                          |                 |                  | 177      | 2                     |                      |                                  |
| Eni Lasmco plc                            |             |                          |                          |                 |                  | 571      |                       |                      |                                  |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA          |             | 33                       | 61                       |                 |                  | 25       | 94                    | 281                  |                                  |
| Eni México, S.de RL de CV                 |             | 14                       |                          |                 |                  | 224      | 42                    |                      |                                  |
| Eni Muara Bakau BV                        |             | 6                        | 13                       |                 |                  |          | 11                    | 134                  |                                  |
| Eni North Africa BV                       |             | 9                        | 14                       |                 |                  | 23       | 26                    | 115                  |                                  |
| Eni Petroleum Co. Inc.                    |             | 12                       | 1                        |                 |                  | 163      | 21                    | 3                    |                                  |
| Eni Petroleum US LLC                      |             |                          |                          |                 |                  | 403      |                       |                      |                                  |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit         |             | 449                      | 18                       | 3.918           | 4.653            | 1.121    | 2.455                 | (1.169)              |                                  |
| Eni Rewind SpA                            |             | 27                       | 151                      |                 |                  | 838      | 54                    | 325                  |                                  |
| Eni Suisse SA                             |             | 17                       | 1                        |                 |                  |          | 177                   | 3                    |                                  |
| Eni Trade & Biofuels SpA                  |             | 495                      | 1.491                    | 5               | 3                | 2.793    | 2.463                 | 9.612 (1)            |                                  |
| Eni Trading & Shipping Inc                |             |                          |                          |                 |                  | 721      |                       |                      |                                  |
| Eni UK Limited                            |             | 12                       | 2                        |                 |                  | 143      | 27                    | 5                    |                                  |
| Eni ULX Limited                           |             |                          |                          |                 |                  | 264      |                       |                      |                                  |
| Eni US Operating Co. Inc.                 |             |                          |                          |                 |                  | 618      |                       |                      |                                  |
| Eni USA Gas Marketing LLC                 |             |                          |                          |                 |                  | 1.275    |                       |                      |                                  |
| EniPower Mantova SpA                      |             | 20                       | 64                       |                 |                  | 6        | 21                    | 211                  |                                  |
| Enipower SpA                              |             | 61                       | 227                      |                 |                  | 10       | 114                   | 821                  |                                  |
| Eniprogetti SpA                           |             | 10                       | 39                       |                 |                  | 12       | 23                    | 99                   |                                  |
| EniServizi SpA                            |             | 17                       | 22                       |                 |                  | 11       | 48                    | 123                  |                                  |
| leoc Production BV                        |             | 24                       | 2                        |                 |                  |          | 76                    | 2                    |                                  |
| LNG Shipping SpA                          |             | 12                       | 2                        |                 |                  | 30       | 18                    | 89                   |                                  |
| Nigerian Agip Oil Company Limited         |             | 42                       |                          |                 |                  | 72       | 44                    |                      |                                  |
| Raffineria di Gela SpA                    |             | 37                       | 40                       |                 |                  | 68       | 80                    | 177                  |                                  |

| Denominazione  | (€ milioni) | 31.12.2021               |                          |                 |                  |               | 2021                  |                      |                                  |
|--|-------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|---------------|-----------------------|----------------------|----------------------------------|
|  |             | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati Passivi | Garanzie      | Ricavi <sup>(a)</sup> | Costi <sup>(b)</sup> | Altri proventi (oneri) operativi |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA                          |             | 11                       | 16                       |                 |                  |               | 153                   |                      |                                  |
| Versalis France SAS  |             |                          |                          |                 |                  | 95            |                       |                      |                                  |
| Versalis SpA   |             | 269                      | 25                       | 1               |                  | 160           | 867                   | 87                   |                                  |
| Altre <sup>(*)</sup>   |             | 148                      | 76                       |                 |                  | 551           | 391                   | 186                  |                                  |
|  |             | <b>5.982</b>             | <b>4.785</b>             | <b>14.349</b>   | <b>16.924</b>    | <b>85.064</b> | <b>18.136</b>         | <b>12.714</b>        | <b>(3.542)</b>                   |
| <b>Imprese collegate e joint venture</b>                     |             |                          |                          |                 |                  |               |                       |                      |                                  |
| Angola LNG Ltd   |             |                          |                          |                 |                  |               |                       | 65                   |                                  |
| Angola LNG Supply Services LLC                               |             |                          |                          |                 |                  | 179           |                       |                      |                                  |
| Società Enipower Ferrara Srl                                 |             | 12                       | 65                       |                 |                  | 5             | 20                    | 187                  |                                  |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA                      |             | 6                        | 396                      |                 |                  |               | 18                    | 12                   |                                  |
| Vår Energi ASA   |             | 21                       | 109                      |                 |                  | 293           | 41                    | 596                  |                                  |
| Altre <sup>(*)</sup>   |             | 80                       | 59                       |                 |                  | 13            | 85                    | 142                  |                                  |
|  |             | <b>119</b>               | <b>629</b>               |                 |                  | <b>490</b>    | <b>164</b>            | <b>1.002</b>         |                                  |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>                       |             |                          |                          |                 |                  |               |                       |                      |                                  |
| Gruppo Snam  |             | 153                      | 151                      |                 |                  |               | 139                   | 1.013                |                                  |
| GSE - Gestore Servizi Energetici                             |             | 156                      | 64                       |                 |                  |               | 2.073                 | 636                  |                                  |
| Gruppo Terna   |             | 20                       | 5                        |                 | 7                |               | 14                    | 50                   |                                  |
| Altre <sup>(*)</sup>   |             | 6                        | 17                       |                 |                  |               | 9                     | 59                   |                                  |
|  |             | <b>335</b>               | <b>237</b>               |                 | <b>7</b>         |               | <b>2.235</b>          | <b>1.758</b>         |                                  |
|  |             |                          |                          |                 |                  |               |                       |                      |                                  |
| <b>Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati</b> |             |                          |                          |                 |                  |               |                       |                      |                                  |
|  |             |                          | <b>2</b>                 |                 |                  |               |                       | <b>31</b>            |                                  |
|  |             |                          |                          |                 |                  |               |                       |                      |                                  |
|  |             | <b>6.436</b>             | <b>5.653</b>             | <b>14.349</b>   | <b>16.931</b>    | <b>85.554</b> | <b>20.535</b>         | <b>15.505</b>        | <b>(3.538)</b>                   |

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni Venezuela BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA) e all'estero (Eni gas & power France SA, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Enipower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Eni España Comercializadora de Gas SAU, Angola LNG Ltd e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali leoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Congo SA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Company Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- gli oneri contrattuali relativi al noleggio e cessione della FPSO Firenze da Floaters SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da Enipower SpA e di energia elettrica da Enipower Mantova Spa e Società Enipower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di lavorazione per la produzione di biocarburanti con Raffineria di Gela SpA rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;

- il contratto di tolling con le società Enipower SpA ed Enipower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Damietta LNG SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Enigas & power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al D.Lgs. n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

## ESERCIZIO 2022

| Denominazione<br>(€ milioni)             | 31.12.2022   |               |               | 2022       |            |            |
|--|--------------|---------------|---------------|------------|------------|------------|
|  | Crediti      | Debiti        | Garanzie      | Proventi   | Oneri      | Derivati   |
| <b>Imprese controllate</b>               |              |               |               |            |            |            |
| Ecofuel Spa                              |              | 117           | 16            |            |            | (7)        |
| Eni Deutschland GmbH                     |              | 64            |               |            |            | (1)        |
| Eni Finance International SA             | 332          | 5.308         | 25.903        | 56         | 27         | 210        |
| Eni Fuel SpA                             |              | 352           |               | 3          | 1          |            |
| Eni Global Energy Markets SpA            | 47           | 2.450         | 140           | 16         | 13         | 9          |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA         | 90           | 94            |               | 1          |            |            |
| Eni New Energy SpA                       | 120          |               |               | 1          |            |            |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit        | 1.497        | 208           |               | 10         |            | 5          |
| Eni Rewind SpA                           | 1            | 2.034         | 11            | 8          | 4          |            |
| Eni Sustainable Mobility SpA             | 173          |               |               |            |            |            |
| Eni Trade & Biofuels SpA                 |              | 359           | 1.425         | 48         | 2          | 9          |
| Eni Trading & Shipping Inc               |              | 4             | 113           | 1          |            |            |
| EniBioCh4in SpA                          | 56           |               |               | 1          |            |            |
| Enipower Mantova SpA                     | 4            | 290           |               |            | 10         |            |
| Enipower SpA                             |              | 1.145         |               | 1          | 35         | (3)        |
| EniProgetti SpA                          | 52           | 5             |               |            |            |            |
| Floaters SpA                             |              | 334           |               |            |            |            |
| leoc Production BV                       |              | 52            |               |            |            |            |
| LNG Shipping SpA                         |              | 301           |               | 1          | 1          |            |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA      |              | 90            |               |            |            | (1)        |
| Versalis SpA                             | 1.936        | 26            | 19            | 18         |            | (2)        |
| Altre <sup>(*)</sup>                     | 148          | 264           | 63            | 25         | 7          | 14         |
|  | <b>4.456</b> | <b>13.497</b> | <b>27.690</b> | <b>190</b> | <b>100</b> | <b>233</b> |
| <b>Imprese collegate e joint venture</b> |              |               |               |            |            |            |
| Damietta LNG (DLNG) SAE                  |              |               | 105           |            |            |            |
| Mozambique Rovuma Venture SpA            | 1.187        |               |               | 3          | 5          |            |
| Altre <sup>(*)</sup>                     | 18           | 39            | 1             | 19         |            | 2          |
|  | <b>1.205</b> | <b>39</b>     | <b>106</b>    | <b>22</b>  | <b>5</b>   | <b>2</b>   |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>   |              |               |               |            |            |            |
| Altre <sup>(*)</sup>                     |              | 10            |               | 1          | 1          |            |
|  |              | <b>10</b>     |               | <b>1</b>   | <b>1</b>   |            |
|  | <b>5.661</b> | <b>13.546</b> | <b>27.796</b> | <b>213</b> | <b>106</b> | <b>235</b> |

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

## ESERCIZIO 2021

| Denominazione                            | (€ milioni) | 31.12.2021   |              |               | 2021       |           |            |
|--|-------------|--------------|--------------|---------------|------------|-----------|------------|
|  |             | Crediti      | Debiti       | Garanzie      | Proventi   | Oneri     | Derivati   |
| <b>Imprese controllate</b>               |             |              |              |               |            |           |            |
| Banque Eni SA                            |             | 593          |              |               |            |           | 1          |
| Eni Finance International SA             |             | 2.483        | 139          | 25.797        | 112        | 35        | 108        |
| Eni Finance USA Inc                      |             |              |              | 2.843         | 1          |           |            |
| Eni Fuel SpA                             |             |              | 343          |               | 3          |           |            |
| Eni Global Energy Markets SpA            |             | 2.305        | 256          | 307           | 9          |           | 14         |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA         |             |              | 110          |               | 1          |           |            |
| Eni New Energy SpA                       |             | 581          |              |               | 2          |           |            |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit        |             | 3            | 2.293        |               | 8          |           | (1)        |
| Eni Rewind SpA                           |             | 4            | 1.338        | 11            | 11         |           |            |
| Eni Trade & Biofuels SpA                 |             | 75           | 198          | 986           | 20         | 1         |            |
| Eni Trading & Shipping Inc               |             |              | 4            | 143           |            |           |            |
| EniPower Mantova SpA                     |             |              | 377          |               |            | 12        |            |
| Enipower SpA                             |             |              | 1.291        |               | 2          | 32        |            |
| Eniprogetti SpA                          |             | 51           | 4            |               |            |           |            |
| Floaters SpA                             |             |              | 62           |               |            |           |            |
| leoc SpA                                 |             |              | 58           |               |            |           |            |
| LNG Shipping SpA                         |             |              | 311          |               | 1          |           |            |
| Raffineria di Gela SpA                   |             | 290          | 74           |               | 1          | 1         |            |
| Serfactoring SpA - in liquidazione       |             | 139          | 18           |               | 1          |           |            |
| Versalis SpA                             |             | 1.322        | 7            | 22            | 11         |           |            |
| Altre <sup>(*)</sup>                     |             | 132          | 187          | 48            | 19         | 1         | (17)       |
|  |             | <b>7.978</b> | <b>7.070</b> | <b>30.157</b> | <b>202</b> | <b>82</b> | <b>105</b> |
| <b>Imprese collegate e joint venture</b> |             |              |              |               |            |           |            |
| Damietta LNG (DLNG) SAE                  |             |              |              | 99            |            |           |            |
| Altre <sup>(*)</sup>                     |             | 29           | 27           |               | 1          | 2         |            |
|  |             | <b>29</b>    | <b>27</b>    | <b>99</b>     | <b>1</b>   | <b>2</b>  |            |
| <b>Imprese controllate dallo Stato</b>   |             |              |              |               |            |           |            |
| Altre <sup>(*)</sup>                     |             |              | 2            |               |            |           |            |
|  |             |              | <b>2</b>     |               |            |           |            |
|  |             | <b>8.007</b> | <b>7.099</b> | <b>30.256</b> | <b>203</b> | <b>84</b> | <b>105</b> |

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di

mercato correnti al momento delle transazioni (tassi di interesse Euribor per l'euro, tassi di interesse a termine per le divise diverse dall'euro e tassi di cambio WMR), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo. I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, Impegni e rischi.

## INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

| (€ milioni)  | 31.12.2022 |                  |             | 31.12.2021 |                  |             |
|--|------------|------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
|  | Totale     | Entità correlate | Incidenza % | Totale     | Entità correlate | Incidenza % |
| Disponibilità liquide ed equivalenti                           | 7.628      | 20               | 0,26        | 6.630      | 593              | 8,94        |
| Altre attività finanziarie (correnti)                          | 3.760      | 3.565            | 94,81       | 4.214      | 4.177            | 99,12       |
| Crediti commerciali e altri crediti                            | 11.661     | 8.434            | 72,33       | 12.992     | 6.362            | 48,97       |
| Altre Attività (correnti)                                      | 13.076     | 12.669           | 96,89       | 12.851     | 12.546           | 97,63       |
| Altre Attività finanziarie (non correnti)                      | 2.146      | 2.076            | 96,74       | 3.257      | 3.237            | 99,39       |
| Altre Attività (non correnti)                                  | 2.813      | 2.484            | 88,30       | 2.057      | 1.877            | 91,25       |
| Passività finanziarie a breve termine                          | 14.122     | 12.143           | 85,99       | 5.866      | 5.691            | 97,02       |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine         | 2.883      | -                | n.s.        | 1.555      | -                | n.s.        |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | 373        | 157              | 42,09       | 383        | 169              | 44,13       |
| Debiti commerciali e altri debiti                              | 12.380     | 6.583            | 53,17       | 9.521      | 5.215            | 54,77       |
| Altre passività (correnti)                                     | 14.305     | 12.317           | 86,10       | 16.305     | 15.139           | 92,85       |
| Passività finanziarie a lungo termine                          | 16.054     | 4                | 0,02        | 20.619     | -                | n.s.        |
| Passività per beni in leasing a lungo termine                  | 1.887      | 1.242            | 65,82       | 1.939      | 1.239            | 63,90       |
| Altre passività (non correnti)                                 | 3.029      | 2.173            | 71,74       | 2.892      | 2.230            | 77,11       |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)                                      | 2022    |                  |             | 2021    |                  |             |
|--|---------|------------------|-------------|---------|------------------|-------------|
|  | Totale  | Entità correlate | Incidenza % | Totale  | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica             | 74.679  | 40.936           | 54,82       | 38.249  | 19.658           | 51,39       |
| Altri ricavi e proventi                          | 542     | 251              | 46,31       | 474     | 125              | 26,37       |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 66.135  | 24.201           | 36,59       | 33.127  | 14.720           | 44,44       |
| Altri proventi (oneri) operativi                 | (6.325) | (8.318)          | n.s.        | (2.278) | (3.538)          | n.s.        |
| Proventi finanziari                              | 3.324   | 213              | 6,41        | 2.049   | 203              | 9,91        |
| Oneri finanziari                                 | 3.730   | 106              | 2,84        | 2.066   | 84               | 4,07        |
| Strumenti finanziari derivati                    | 234     | 235              | n.s.        | (201)   | 105              | n.s.        |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

| (€ milioni)   | 2022          | 2021         |
|---|---------------|--------------|
| Ricavi e proventi   | 41.519        | 19.984       |
| Costi e oneri   | (24.249)      | (14.769)     |
| Altri proventi (oneri) operativi                                  | (8.318)       | (3.538)      |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi                 | (4.303)       | 1.556        |
| Interessi   | 88            | 97           |
| <b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>                | <b>4.737</b>  | <b>3.330</b> |
| Investimenti in attività materiali e immateriali                  | (36)          | (80)         |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | (10)          | (15)         |
| Variazione crediti finanziari                                     | 1.631         | 1.923        |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>          | <b>1.585</b>  | <b>1.828</b> |
| Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing      | 6.258         | 802          |
| <b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>         | <b>6.258</b>  | <b>802</b>   |
| <b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>            | <b>12.580</b> | <b>5.960</b> |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni)                                  | 2022    |                  |             | 2021    |                  |             |
|--|---------|------------------|-------------|---------|------------------|-------------|
|  | Totale  | Entità correlate | Incidenza % | Totale  | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa da attività operativa        | 5.818   | 4.737            | 81,42       | 4.274   | 3.330            | 77,91       |
| Flusso di cassa da attività di investimento  | (3.715) | 1.585            | n.s.        | (7.408) | 1.828            | n.s.        |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | (1.087) | 6.258            | n.s.        | 1.680   | 802              | 47,74       |

### 33 Erogazioni pubbliche – informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazione, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima Legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la for-

mazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa<sup>6</sup>.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10.000 effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2022, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(6) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

## EROGAZIONI CONCESSE

| Soggetto beneficiario   | Importo del vantaggio economico corrisposto (€) |
|---|---|
| Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)                                     | 4.750.000                                       |
| Eni Foundation  | 4.670.000                                       |
| Fondazione Teatro alla Scala  | 3.202.992                                       |
| Fondazione Giorgio Cini   | 500.000   |
| Associazione della Croce Rossa Italiana                                 | 421.577   |
| Protezione Civile Italiana  | 310.091   |
| WEF - World Economic Forum  | 303.567   |
| Fabbrica di San Pietro  | 180.600   |
| Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS                                    | 180.000   |
| Atlantic Council  | 95.717  |
| World Business Council for Sustainable Development                      | 85.825  |
| Lebanese Armed Forces (LAF)   | 74.253  |
| Council on Foreign Relations  | 66.216  |
| Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)                    | 52.715  |
| Bruegel   | 50.000  |
| Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica                        | 50.000  |
| IFRI - Institut Français des Relations Internationales                  | 50.000  |
| Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese                       | 50.000  |
| Associazione Pionieri e Veterani Eni                                    | 52.000  |
| La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale                       | 45.000  |
| Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)                       | 43.720  |
| Aspen Institute Italia  | 35.000  |
| E4Impact Foundation   | 35.000  |
| Italiadecide  | 35.000  |
| Center for Strategic and International Studies                          | 31.759  |
| Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara                               | 30.000  |
| Global Reporting Initiative   | 27.500  |
| Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali - CENSIS                   | 25.000  |
| Associazione CILLA Liguria  | 21.000  |
| Associazione Amici della Luiss  | 20.000  |
| Centro Studi Americani  | 20.000  |
| GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia                         | 17.000  |
| Comitato Nazionale del Welfare della Gente di Mare                      | 15.000  |
| Voluntary Principles Association (VPA)                                  | 12.798  |
| Harvard University  | 11.415  |
| Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazaro | 10.000  |
| FONDAZIONE SERICS   | 10.000  |
| Parks - Liberi e Uguali   | 10.000  |

## 34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

## 35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2022 e 2021 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

## 36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I contributi straordinari di solidarietà a carico delle società energetiche nel 2022 sono riportati alla nota n. 31 – Imposte sul reddito. La guerra Russia-Ucraina, oltre a costituire un rischio sistemico, non pone rischi specifici per il prosieguo della Società oltre a quanto già comunicato nelle note al bilancio consolidato.

Il 28 marzo 2023 è stato approvato dal Governo il D.L. "Energia" che prevede la modifica della base imponibile ai fini del contributo solidario ex Legge 197/2022, con la parziale esclusione degli effetti connessi all'utilizzo di riserve di rivalutazione. Tale modifica comporterà nell'esercizio 2023 una revisione in riduzione, la cui quantificazione è in corso di definizione, dello stanziamento operato nel bilancio 2022.

# Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.403.018.837,87 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 5.403.018.837,87 euro alla riserva disponibile.

16 marzo 2023

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Lucia Calvosa

# Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
  - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

16 marzo 2023

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari



# ALLEGATI

|   |     |
|---|-----|
| Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2022                        | 472 |
| Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022   | 472 |
| Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio                                | 512 |
| Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi                                 | 516 |
| Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario | 517 |
| Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato                                     | 521 |
| Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio                                     | 530 |
| Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti                                    | 538 |

## ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2022

### Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2022, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale,

la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2022, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

|  | Imprese Controllate |            |            | Imprese a Controllo Congiunto e Collegate |           |            | Altre partecipazioni rilevanti <sup>(a)</sup> |           |           |
|--|---------------------|------------|------------|---|-----------|------------|---|-----------|-----------|
|  | Italia              | Estero     | Totale     | Italia                                    | Estero    | Totale     | Italia  | Estero    | Totale    |
| <b>Imprese consolidate con il metodo integrale</b>         | <b>118</b>          | <b>240</b> | <b>358</b> |   |           |            |   |           |           |
| <b>Imprese consolidate joint operation</b>                 |                     |            |            | <b>3</b>                                  | <b>7</b>  | <b>10</b>  |   |           |           |
| <b>Partecipazioni di imprese consolidate<sup>(b)</sup></b> |                     |            |            |   |           |            |   |           |           |
| Valutate con il metodo del patrimonio netto                | 3                   | 31         | 34         | 29  | 54        | 83         |   |           |           |
| Valutate con il metodo del costo                           | 5                   | 3          | 8          | 3   | 25        | 28         |   |           |           |
| Valutate con il metodo del fair value                      |                     |            |            |   |           |            | 3   | 21        | 24        |
|  | <b>8</b>            | <b>34</b>  | <b>42</b>  | <b>32</b>                                 | <b>79</b> | <b>111</b> | <b>3</b>                                      | <b>21</b> | <b>24</b> |
| <b>Partecipazioni di imprese non consolidate</b>           |                     |            |            |   |           |            |   |           |           |
| Possedute da imprese controllate                           |                     | 1          | 1          |   | 4         | 4          |   |           |           |
| Possedute da imprese a controllo congiunto                 |                     |            |            | 1   | 8         | 9          |   |           |           |
|  |                     | <b>1</b>   | <b>1</b>   | <b>1</b>                                  | <b>12</b> | <b>13</b>  |   |           |           |
| <b>Totale</b>  | <b>126</b>          | <b>275</b> | <b>401</b> | <b>36</b>                                 | <b>98</b> | <b>134</b> | <b>3</b>                                      | <b>21</b> | <b>24</b> |

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.  
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

### SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà

di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 dicembre 2022 Eni controlla 6 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 6 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2022 sono oggetto di revisione contabile.

## IMPRESA CONSOLIDANTE

| Denominazione          | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale      | Soci  | % Possesso                     |
|------------------------|-------------|----------------|--------|---------------|---|--------------------------------|
| Eni SpA <sup>(#)</sup> | Roma        | Italia         | EUR    | 4.005.358.876 | Cassa Depositi e Prestiti SpA<br>Ministero dell'Economia e delle Finanze<br>Eni SpA<br>Altri Soci | 26,21<br>4,41<br>6,33<br>63,05 |

## IMPRESE CONTROLLATE

### Exploration & Production

#### IN ITALIA

| Denominazione                    | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci                  | % Possesso    | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|----------------------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|-----------------------|---------------|---------------------------------|---|
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | Gela (CL)                | Italia         | EUR    | 5.200.000   | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Mozambico SpA                | San Donato Milanese (MI) | Mozambico      | EUR    | 200.000     | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Natural Energies SpA         | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 100.000     | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Timor Leste SpA              | San Donato Milanese (MI) | Timor Est      | EUR    | 4.386.849   | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni West Africa SpA              | San Donato Milanese (MI) | Angola         | EUR    | 1.000.000   | Eni SpA               | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Floaters SpA                     | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 200.120.000 | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| leoc SpA                         | San Donato Milanese (MI) | Egitto         | EUR    | 7.518.000   | Eni SpA               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Società Petrolifera Italiana SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 8.034.400   | Eni SpA<br>Soci Terzi | 99,96<br>0,04 | 99,96                           | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

## ALL'ESTERO

| Denominazione                                   | Sede legale                         | Sede operativa       | Valuta | Capitale   | Soci  | % Possesso    | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-------------------------------------|----------------------|--------|------------|---|---------------|---------------------------------|---|
| Agip Caspian Sea BV                             | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Kazakhstan           | EUR    | 20.005     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd | Abuja (Nigeria)                     | Nigeria              | NGN    | 5.000.000  | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 95,00<br>5,00 | 100,00                          | C.I.  |
| Agip Karachaganak BV                            | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Kazakhstan           | EUR    | 20.005     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Burren Energy (Bermuda) Ltd <sup>(1)</sup>      | Hamilton (Bermuda)                  | Regno Unito          | USD    | 12.002     | Burren Energy Plc                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Burren Energy (Egypt) Ltd                       | Londra (Regno Unito)                | Egitto               | GBP    | 2          | Burren Energy Plc                           | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Burren Energy Congo Ltd <sup>(2)</sup>          | Tortola (Isole Vergini Britanniche) | Repubblica del Congo | USD    | 50.000     | Burren En. (Berm) Ltd                       | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Burren Energy India Ltd                         | Londra (Regno Unito)                | Regno Unito          | GBP    | 2          | Burren Energy Plc                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Burren Energy Plc                               | Londra (Regno Unito)                | Regno Unito          | GBP    | 28.819.023 | Eni UK Holding Plc<br>Eni UK Ltd            | 99,99<br>(.)  | 100,00                          | C.I.  |
| Burren Shakti Ltd <sup>(1)</sup>                | Hamilton (Bermuda)                  | Regno Unito          | USD    | 213.138    | Burren En. India Ltd                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Abu Dhabi BV <sup>(3)</sup>                 | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Emirati Arabi Uniti  | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Albania BV                                  | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Albania              | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Algeria Exploration BV                      | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Algeria              | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Algeria Ltd Sàrl                            | Lussemburgo (Lussemburgo)           | Algeria              | USD    | 20.000     | Eni Oil Holdings BV                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Algeria Production BV                       | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Algeria              | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Ambalat Ltd                                 | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 1          | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni America Ltd                                 | Dover (USA)                         | USA                  | USD    | 72.000     | Eni UHL Ltd                                 | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Argentina Exploración y Explotación SA      | Buenos Aires (Argentina)            | Argentina            | ARS    | 31.997.266 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 95,00<br>5,00 | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Arguni I Ltd                                | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 1          | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Australia BV                                | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Australia            | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Australia Ltd                               | Londra (Regno Unito)                | Australia            | GBP    | 20.000.000 | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Bahrain BV                                  | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Bahrain              | EUR    | 20.000     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni BB Petroleum Inc                            | Dover (USA)                         | USA                  | USD    | 1.000      | Eni Petroleum Co Inc                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni BTC Ltd                                     | Londra (Regno Unito)                | Regno Unito          | GBP    | 1          | Eni International BV                        | 100,00        |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: la Società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione   | Sede legale                         | Sede operativa       | Valuta | Capitale       | Soci  | % Possesso    | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-------------------------------------|----------------------|--------|----------------|---|---------------|---------------------------------|---|
| Eni Bukat Ltd   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 1              | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Canada Holding Ltd  | Calgary (Canada)                    | Canada               | USD    | 3.938.200.001  | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni CBM Ltd   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | USD    | 2.210.728      | Eni Lasmo Plc                               | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Eni China BV  | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Cina                 | EUR    | 20.000         | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Congo SA  | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | USD    | 500.000        | Eni E&P Holding BV                          | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Côte d'Ivoire Ltd   | Londra (Regno Unito)                | Costa d'Avorio       | GBP    | 1              | Eni Lasmo Plc                               | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Cyprus Ltd  | Nicosia (Cipro)                     | Cipro                | EUR    | 2.009          | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda | Rio de Janeiro (Brasile)            | Brasile              | BRL    | 1.593.415.000  | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,99<br>(..) |                                 | P.N.  |
| Eni East Ganal Ltd  | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 1              | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni East Sepinggan Ltd  | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 1              | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Elgin/Franklin Ltd  | Londra (Regno Unito)                | Regno Unito          | GBP    | 100            | Eni UK Ltd                                  | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Energy Russia BV  | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Paesi Bassi          | EUR    | 20.000         | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Exploration & Production Holding BV                               | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Paesi Bassi          | EUR    | 29.832.777,12  | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Gabon SA  | Libreville (Gabon)                  | Gabon                | XAF    | 57.088.000.000 | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Ganal Ltd   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 2              | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Gas & Power LNG Australia BV                                      | Amsterdam (Paesi Bassi)             | Australia            | EUR    | 1.013.439      | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Ghana Exploration and Production Ltd                              | Accra (Ghana)                       | Ghana                | GHS    | 21.412.500     | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Hewett Ltd  | Aberdeen (Regno Unito)              | Regno Unito          | GBP    | 3.036.000      | Eni UK Ltd                                  | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd  | Londra (Regno Unito)                | Venezuela            | GBP    | 8.050.500      | Eni Lasmo Plc                               | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Eni India Ltd   | Londra (Regno Unito)                | India                | GBP    | 44.000.000     | Eni Lasmo Plc                               | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Eni Indonesia Ltd   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | GBP    | 100            | Eni ULX Ltd                                 | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Indonesia Ots 1 Ltd <sup>(4)</sup>                                | Grand Cayman (Isole Cayman)         | Indonesia            | USD    | 1,01           | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni International NA NV Sarl  | Lussemburgo (Lussemburgo)           | Regno Unito          | USD    | 25.000         | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione                             | Sede legale                 | Sede operativa            | Valuta | Capitale         | Soci  | % Possesso    | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-----------------------------|---------------------------|--------|------------------|---|---------------|---------------------------------|---|
| <b>Eni Investments Plc</b>                | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 750.050.000      | Eni SpA<br>Eni UK Ltd                       | 99,99<br>(..) | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Iran BV</b>                        | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Iran                      | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        |                                 | P.N.  |
| <b>Eni Iraq BV</b>                        | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Iraq                      | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Ireland BV</b>                     | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Irlanda                   | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Isatay BV</b>                      | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Kazakhstan                | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni JPDA 03-13 Ltd</b>                 | Londra (Regno Unito)        | Australia                 | GBP    | 250.000          | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni JPDA 06-105 Pty Ltd</b>            | Perth (Australia)           | Australia                 | AUD    | 80.830.576       | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni JPDA 11-106 BV</b>                 | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Australia                 | EUR    | 50.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Kenya BV</b>                       | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Kenya                     | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Krueng Mane Ltd</b>                | Londra (Regno Unito)        | Indonesia                 | GBP    | 2                | Eni Indonesia Ltd                           | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Lasmo Plc</b>                      | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 337.638.724,25   | Eni Investments Plc<br>Eni UK Ltd           | 99,99<br>(..) | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Lebanon BV</b>                     | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Libano                    | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd</b> | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 1                | Eni UK Ltd                                  | 100,00        |                                 | P.N.  |
| <b>Eni LNS Ltd</b>                        | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 1                | Eni UK Ltd                                  | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Marketing Inc</b>                  | Dover (USA)                 | USA                       | USD    | 1.000            | Eni Petroleum Co Inc                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Maroc BV</b>                       | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Marocco                   | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni México S. de RL de CV</b>          | Città del Messico (Messico) | Messico                   | MXN    | 3.000            | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,90<br>0,10 | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Middle East Ltd</b>                | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 1                | Eni ULT Ltd                                 | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni MOG Ltd (in liquidazione)</b>      | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 0 <sup>(a)</sup> | Eni Lasmo Plc<br>Eni LNS Ltd                | 99,99<br>(..) | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Montenegro BV</b>                  | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Repubblica del Montenegro | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Mozambique Engineering Ltd</b>     | Londra (Regno Unito)        | Regno Unito               | GBP    | 1                | Eni Lasmo Plc                               | 100,00        |                                 | P.N.  |
| <b>Eni Mozambique LNG Holding BV</b>      | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Paesi Bassi               | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Muara Bakau BV</b>                 | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Indonesia                 | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Myanmar BV</b>                     | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Myanmar                   | EUR    | 20.000           | Eni International BV                        | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

| Denominazione                             | Sede legale                                 | Sede operativa                   | Valuta | Capitale    | Soci  | % Possesso            | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|---|----------------------------------|--------|-------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| <b>Eni New Energy Egypt SAE</b>           | Il Cairo (Egitto)                           | Egitto                           | EGP    | 250.000     | Eni International BV<br>leoc Exploration BV<br>leoc Production BV | 99,98<br>0,01<br>0,01 |                                 | P.N.  |
| <b>Eni North Africa BV</b>                | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Libia                            | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni North Ganai Ltd</b>                | Londra (Regno Unito)                        | Indonesia                        | GBP    | 1           | Eni Indonesia Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Oil &amp; Gas Inc</b>              | Dover (USA)                                 | USA                              | USD    | 100.800     | Eni America Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Oil Algeria Ltd</b>                | Londra (Regno Unito)                        | Algeria                          | GBP    | 1.000       | Eni Lasmo Plc   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Oil Holdings BV</b>                | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Paesi Bassi                      | EUR    | 450.000     | Eni ULX Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Oman BV</b>                        | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Oman                             | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Petroleum Co Inc</b>               | Dover (USA)                                 | USA                              | USD    | 156.600.000 | Eni SpA<br>Eni International BV                                   | 63,86<br>36,14        | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Petroleum US Llc</b>               | Dover (USA)                                 | USA                              | USD    | 1.000       | Eni BB Petroleum Inc  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Qatar BV</b>                       | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Qatar                            | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni RAK BV<sup>(5)</sup></b>           | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Emirati Arabi Uniti              | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Rapak Ltd</b>                      | Londra (Regno Unito)                        | Indonesia                        | GBP    | 2           | Eni Indonesia Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni RD Congo SA</b>                    | Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo) | Repubblica Democratica del Congo | CDF    | 750.000.000 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV                       | 99,99<br>(.)          |                                 | P.N.  |
| <b>Eni Rovuma Basin BV</b>                | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Mozambico                        | EUR    | 20.000      | Eni Mozambique LNG H. BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Sharjah BV<sup>(5)</sup></b>       | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Emirati Arabi Uniti              | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni South Africa BV</b>                | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Repubblica Sudafricana           | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                |                                 | P.N.  |
| <b>Eni South China Sea Ltd Sàrl</b>       | Lussemburgo (Lussemburgo)                   | Cina                             | USD    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                |                                 | P.N.  |
| <b>Eni TNS Ltd</b>                        | Aberdeen (Regno Unito)                      | Regno Unito                      | GBP    | 1.000       | Eni UK Ltd  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Tunisia BV</b>                     | Amsterdam (Paesi Bassi)                     | Tunisia                          | EUR    | 20.000      | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni Turkmenistan Ltd<sup>(6)</sup></b> | Hamilton (Bermuda)                          | Turkmenistan                     | USD    | 20.000      | Burren En. (Berm) Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni UHL Ltd</b>                        | Londra (Regno Unito)                        | Regno Unito                      | GBP    | 1           | Eni ULT Ltd   | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni UK Holding Plc</b>                 | Londra (Regno Unito)                        | Regno Unito                      | GBP    | 424.050.000 | Eni Lasmo Plc<br>Eni UK Ltd                                       | 99,99<br>(.)          | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Eni UK Ltd</b>                         | Londra (Regno Unito)                        | Regno Unito                      | GBP    | 50.000.000  | Eni International BV  | 100,00                | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(5) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

(6) Società non soggetta a regime fiscale di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione                           | Sede legale             | Sede operativa       | Valuta | Capitale      | Soci   | % Possesso    | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-------------------------|----------------------|--------|---------------|--|---------------|---------------------------------|---|
| Eni UKCS Ltd                            | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | GBP    | 100           | Eni UK Ltd                                   | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Ukraine Holdings BV                 | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi          | EUR    | 20.000        | Eni International BV                         | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Eni Ukraine Llc (in liquidazione)       | Kiev (Ucraina)          | Ucraina              | UAH    | 98.419.627,51 | Eni Ukraine Hold. BV<br>Eni International BV | 99,99<br>0,01 |                                 |   |
| Eni ULT Ltd                             | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | GBP    | 93.215.492,25 | Eni Lasmo Plc                                | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni ULX Ltd                             | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | GBP    | 200.010.000   | Eni ULT Ltd                                  | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni US Operating Co Inc                 | Dover (USA)             | USA                  | USD    | 1.000         | Eni Petroleum Co Inc                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni USA Gas Marketing Llc               | Dover (USA)             | USA                  | USD    | 10.000        | Eni Marketing Inc                            | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni USA Inc                             | Dover (USA)             | USA                  | USD    | 1.000         | Eni Oil & Gas Inc                            | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Venezuela BV                        | Amsterdam (Paesi Bassi) | Venezuela            | EUR    | 20.000        | Eni Venezuela E&P H.                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Venezuela E&P Holding SA            | Bruxelles (Belgio)      | Belgio               | USD    | 254.443.200   | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV  | 99,99<br>(..) | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Vietnam BV                          | Amsterdam (Paesi Bassi) | Vietnam              | EUR    | 20.000        | Eni International BV                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni West Ganai Ltd                      | Londra (Regno Unito)    | Indonesia            | GBP    | 1             | Eni Indonesia Ltd                            | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni West Timor Ltd                      | Londra (Regno Unito)    | Indonesia            | GBP    | 1             | Eni Indonesia Ltd                            | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Yemen Ltd                           | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | GBP    | 1.000         | Burren Energy Plc                            | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Eurl Eni Algérie                        | Algeri (Algeria)        | Algeria              | DZD    | 1.000.000     | Eni Algeria Ltd Sarl                         | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Export LNG Ltd                          | Hong Kong (Hong Kong)   | Repubblica del Congo | USD    | 322.325.000   | Eni SpA                                      | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| First Calgary Petroleums LP             | Wilmington (USA)        | Algeria              | USD    | 1             | Eni Canada Hold. Ltd<br>FCP Partner Co ULC   | 99,99<br>0,01 | 100,00                          | C.I.  |
| First Calgary Petroleums Partner Co ULC | Calgary (Canada)        | Canada               | CAD    | 10            | Eni Canada Hold. Ltd                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| leoc Exploration BV                     | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto               | EUR    | 20.000        | Eni International BV                         | 100,00        |                                 | P.N.  |
| leoc Production BV                      | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto               | EUR    | 20.000        | Eni International BV                         | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Lasmo Sanga Sanga Ltd <sup>(7)</sup>    | Hamilton (Bermuda)      | Indonesia            | USD    | 12.000        | Eni Lasmo Plc                                | 100,00        | 100,00                          | C.I.  |
| Liverpool Bay CCS Ltd                   | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | GBP    | 10.000        | Eni UK Ltd                                   | 100,00        |                                 | P.N.  |
| Liverpool Bay Ltd                       | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito          | USD    | 1             | Eni ULX Ltd                                  | 100,00        |                                 | P.N.  |
| LLC "Eni Energhia"                      | Mosca (Russia)          | Russia               | RUB    | 2.000.000     | Eni Energy Russia BV<br>Eni Oil Holdings BV  | 99,90<br>0,10 |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

| Denominazione                                    | Sede legale                 | Sede operativa       | Valuta | Capitale  | Soci   | % Possesso             | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|----------------------|--------|-----------|--|------------------------|---------------------------------|---|
| <b>Mizamtec Operating Company S. de RL de CV</b> | Città del Messico (Messico) | Messico              | MXN    | 3.000     | Eni US Op. Co Inc<br>Eni Petroleum Co Inc                | 99,90<br>0,10          |                                 | P.N.  |
| <b>Nigerian Agip CPFA Ltd</b>                    | Lagos (Nigeria)             | Nigeria              | NGN    | 1.262.500 | NAOC Ltd<br>Agip En Nat Res. Ltd<br>Nigerian Agip E. Ltd | 98,02<br>0,99<br>0,99  |                                 | Co.   |
| <b>Nigerian Agip Exploration Ltd</b>             | Abuja (Nigeria)             | Nigeria              | NGN    | 5.000.000 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV              | 99,99<br>0,01          | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Nigerian Agip Oil Co Ltd</b>                  | Abuja (Nigeria)             | Nigeria              | NGN    | 1.800.000 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV              | 99,89<br>0,11          | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Zetah Congo Ltd<sup>(8)</sup></b>             | Nassau (Bahamas)            | Repubblica del Congo | USD    | 300       | Eni Congo SA<br>Burren En. Congo Ltd                     | 66,67<br>33,33         |                                 | Co.   |
| <b>Zetah Kouilou Ltd<sup>(8)</sup></b>           | Nassau (Bahamas)            | Repubblica del Congo | USD    | 2.000     | Eni Congo SA<br>Burren En. Congo Ltd<br>Soci Terzi       | 54,50<br>37,00<br>8,50 |                                 | Co.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

## Global Gas & LNG Portfolio

### IN ITALIA

| Denominazione                  | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci             | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--------------------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|------------------|------------|---------------------------------|---|
| Eni Corridor Srl               | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 100.000.000 | Eni SpA          | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Gas Transport Services Srl | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 120.000     | Eni SpA          | 100,00     |                                 | Co.   |
| Eni Global Energy Markets SpA  | Roma                     | Italia         | EUR    | 41.233.720  | Eni SpA          | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| LNG Shipping SpA               | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 240.900.000 | Eni SpA          | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Trans Tunisian Pipeline Co SpA | San Donato Milanese (MI) | Tunisia        | EUR    | 1.098.000   | Eni Corridor Srl | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |

### ALL'ESTERO

| Denominazione  | Sede legale             | Sede operativa | Valuta | Capitale  | Soci                                       | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|-------------------------|----------------|--------|-----------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Eni España Comercializadora de Gas SAU                               | Madrid (Spagna)         | Spagna         | EUR    | 2.340.240 | Eni SpA                                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni G&P Trading BV   | Amsterdam (Paesi Bassi) | Turchia        | EUR    | 70.000    | Eni International BV                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Gas Liquefaction BV  | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi    | EUR    | 20.000    | Eni International BV                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA           | Tunisi (Tunisia)        | Tunisia        | TND    | 99.000    | Eni Corridor Srl<br>Soci Terzi             | 66,67<br>33,33 | 66,67                           | C.I.  |
| Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA | Tunisi (Tunisia)        | Tunisia        | TND    | 200.000   | Eni Corridor Srl<br>Trans Tunis. P. Co SpA | 99,95<br>0,05  | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Refining & Marketing e Chimica

### Refining & Marketing

#### IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                               | % Possesso     | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|------------------|-------------------------------|----------------|------------------------------------|--|
| Ecofuel SpA  | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 52.000.000       | Eni SpA                       | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Alexandria Srl<br>Società Agricola       | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000           | EniBioCh4in SpA<br>Soci Terzi | 70,00<br>30,00 | 70,00                              | C.I.   |
| EniBioCh4in Aprilia Srl                              | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 10.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Grupellum<br>Società Agricola Srl        | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 100.000          | EniBioCh4in SpA<br>Soci Terzi | 98,00<br>2,00  | 98,00                              | C.I.   |
| EniBioCh4in Jonica Srl                               | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 20.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Momo<br>Società Agricola Srl             | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 20.000           | EniBioCh4in SpA<br>Soci Terzi | 95,00<br>5,00  | 95,00                              | C.I.   |
| EniBioCh4in Pannellia<br>BioGas Srl Società Agricola | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Quadrivium Srl Società<br>Agricola       | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 100.000          | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Service BioGas Srl                       | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in Società Agricola<br>Il Bue Srl           | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 10.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| EniBioCh4in SpA                                      | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 2.500.000        | Eni Sust. Mobility SpA        | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Eni Fuel SpA   | Roma                        | Italia         | EUR    | 59.944.310       | Eni SpA                       | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Eni Sustainable Mobility SpA<br>(ex Eni4Cities SpA)  | Roma                        | Italia         | EUR    | 39.450.000       | Eni SpA                       | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Eni Trade & Biofuels SpA                             | Roma                        | Italia         | EUR    | 22.568.759       | Eni SpA                       | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Petroven Srl   | Genova                      | Italia         | EUR    | 918.520          | Ecofuel SpA                   | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Po' Energia Srl Società Agricola                     | Bolzano                     | Italia         | EUR    | 10.000           | EniBioCh4in SpA               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| Raffineria di Gela SpA                               | Gela (CL)                   | Italia         | EUR    | 15.000.000       | Eni SpA                       | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| SeaPad SpA   | Genova                      | Italia         | EUR    | 12.400.000       | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi     | 80,00<br>20,00 |                                    | P.N.   |
| Servizi Fondo Bombe Metano SpA                       | Roma                        | Italia         | EUR    | 13.580.000,20    | Eni SpA                       | 100,00         |                                    | Co.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## ALL'ESTERO

| Denominazione                                     | Sede legale                  | Sede operativa      | Valuta | Capitale      | Soci   | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|------------------------------|---------------------|--------|---------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV               | Amsterdam (Paesi Bassi)      | Paesi Bassi         | EUR    | 20.000        | Eni International BV                           | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV      | Amsterdam (Paesi Bassi)      | Emirati Arabi Uniti | EUR    | 20.000        | Eni Abu Dhabi R&T BV                           | 100,00         |                                 | P.N.  |
| Eni Austria GmbH                                  | Vienna (Austria)             | Austria             | EUR    | 78.500.000    | Eni Sust. Mobility SpA<br>Eni Deutsch. GmbH    | 75,00<br>25,00 | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Benelux BV                                    | Rotterdam (Paesi Bassi)      | Paesi Bassi         | EUR    | 1.934.040     | Eni Sust. Mobility SpA                         | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Deutschland GmbH                              | Monaco di Baviera (Germania) | Germania            | EUR    | 90.000.000    | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV    | 89,00<br>11,00 | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Ecuador SA                                    | Quito (Ecuador)              | Ecuador             | USD    | 103.142,08    | Eni International BV<br>Esain SA               | 99,93<br>0,07  | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Energy (Shanghai) Co Ltd                      | Shanghai (Cina)              | Cina                | EUR    | 5.000.000     | Eni International BV                           | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni France Sarl                                   | Lione (Francia)              | Francia             | EUR    | 56.800.000    | Eni International BV                           | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Iberia SLU                                    | Alcobendas (Spagna)          | Spagna              | EUR    | 17.299.100    | Eni Sust. Mobility SpA                         | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Marketing Austria GmbH                        | Vienna (Austria)             | Austria             | EUR    | 19.621.665,23 | Eni Mineralöhl. GmbH<br>Eni Sust. Mobility SpA | 99,99<br>(..)  | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Mineralölhandel GmbH                          | Vienna (Austria)             | Austria             | EUR    | 34.156.232,06 | Eni Austria GmbH                               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Schmiertechnik GmbH                           | Wurzburg (Germania)          | Germania            | EUR    | 2.000.000     | Eni Deutsch. GmbH                              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Suisse SA                                     | Losanna (Svizzera)           | Svizzera            | CHF    | 102.500.000   | Eni International BV                           | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Trading & Shipping Inc                        | Dover (USA)                  | USA                 | USD    | 1.000.000     | ET&B SpA                                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV | Città del Messico (Messico)  | Messico             | MXN    | 3.000         | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV    | 99,90<br>0,10  | 100,00                          | C.I.  |
| Eni USA R&M Co Inc                                | Wilmington (USA)             | USA                 | USD    | 11.000.000    | Eni International BV                           | 100,00         |                                 | P.N.  |
| Esacontrol SA                                     | Quito (Ecuador)              | Ecuador             | USD    | 60.000        | Eni Ecuador SA<br>Soci Terzi                   | 87,00<br>13,00 |                                 | P.N.  |
| Esain SA  | Quito (Ecuador)              | Ecuador             | USD    | 30.000        | Eni Ecuador SA<br>Tecnoesa SA                  | 99,99<br>(..)  | 100,00                          | C.I.  |
| Oléoduc du Rhône SA                               | Bovernier (Svizzera)         | Svizzera            | CHF    | 7.000.000     | Eni International BV                           | 100,00         |                                 | P.N.  |
| Tecnoesa SA                                       | Quito (Ecuador)              | Ecuador             | USD    | 36.000        | Eni Ecuador SA<br>Esain SA                     | 99,99<br>(..)  |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Chimica

## IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso   | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |      |
|----------------|-----------------------------|----------------|--------|------------------|--------------|------------------------------------|--|------|
| Versalis SpA   | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 446.050.728,65   | Eni SpA      | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject SpA | Morrovalle<br>(MC)          | Italia         | EUR    | 18.500.000       | Versalis SpA | 100,00                             | 100,00   | C.I. |

## ALL'ESTERO

| Denominazione  | Sede legale                  | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso   | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |      |
|--|------------------------------|----------------|--------|------------------|--|------------------------------------|--|------|
| Asian Compounds Ltd  | Hong Kong<br>(Hong Kong)     | Hong Kong      | HKD    | 1.000            | Finproject Asia Ltd  | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Dunastyr Polisztírolgyártó Zártkörűen<br>Működő Részvénytársaság | Budapest<br>(Ungheria)       | Ungheria       | HUF    | 1.577.971.200    | Versalis SpA<br>Versalis Deutschland GmbH<br>Versalis International SA | 96,34<br>1,83<br>1,83              | 100,00   | C.I. |
| Finproject Asia Ltd <sup>(9)</sup>                               | Hong Kong<br>(Hong Kong)     | Hong Kong      | USD    | 1.000            | Finproject SpA   | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject Brasil Industria<br>De Solados Eireli                 | Franca<br>(Brasile)          | Brasile        | BRL    | 1.000.000        | Finproject SpA   | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject Guangzhou Trading Co Ltd                              | Guangzhou<br>(Cina)          | Cina           | USD    | 180.000          | Finproject SpA   | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject India Pvt Ltd   | Jaipur<br>(India)            | India          | INR    | 100.000.000      | Asian Compounds Ltd<br>Finproject Asia Ltd                             | 99,00<br>1,00                      | 100,00   | C.I. |
| Finproject Romania Srl   | Valea Lui Mihai<br>(Romania) | Romania        | RON    | 67.730           | Finproject SpA   | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject Singapore Pte Ltd                                     | Singapore<br>(Singapore)     | Singapore      | SGD    | 100              | Finproject Asia Ltd  | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Finproject Viet Nam Company Limited                              | Hai Phong<br>(Vietnam)       | Vietnam        | VND    | 19.623.250.000   | Finproject Asia Ltd  | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Foam Creations (2008) Inc  | Quebec City<br>(Canada)      | Canada         | CAD    | 1.215.000        | Finproject SpA   | 100,00                             | 100,00   | C.I. |
| Foam Creations México<br>SA de CV                                | León<br>(Messico)            | Messico        | MXN    | 19.138.165       | Foam Creations (2008)<br>Finproject SpA                                | 99,99<br>(.)                       | 100,00   | C.I. |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

| Denominazione   | Sede legale                               | Sede operativa          | Valuta | Capitale<br>Soci |   | % Possesso                      | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|---|---|-------------------------|--------|------------------|---|---------------------------------|------------------------------------|--|
| <b>Padanaplast America Llc</b>                        | Wilmington<br>(USA)                       | USA                     | USD    | 70.000           | Finproject SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Padanaplast Deutschland GmbH</b>                   | Hannover<br>(Germania)                    | Germania                | EUR    | 25.000           | Finproject SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Americas Inc</b>                          | Dover<br>(USA)                            | USA                     | USD    | 100.000          | Versalis International SA   | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Congo Sarlu</b>                           | Pointe-Noire<br>(Repubblica del<br>Congo) | Repubblica<br>del Congo | XAF    | 1.000.000        | Versalis International SA   | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Deutschland GmbH</b>                      | Eschborn<br>(Germania)                    | Germania                | EUR    | 100.000          | Versalis SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis France SAS</b>                            | Mardyck<br>(Francia)                      | Francia                 | EUR    | 126.115.582,90   | Versalis SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis International SA</b>                      | Bruxelles<br>(Belgio)                     | Belgio                  | EUR    | 15.449.173,88    | Versalis SpA<br>Versalis Deutsch. GmbH<br>Dunastyr Zrt<br>Versalis France | 59,00<br>23,71<br>14,43<br>2,86 | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi</b>         | Istanbul<br>(Turchia)                     | Turchia                 | TRY    | 20.000           | Versalis International SA   | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis México S. de RL de CV</b>                 | Città del<br>Messico<br>(Messico)         | Messico                 | MXN    | 1.000            | Versalis International SA<br>Versalis SpA                                 | 99,00<br>1,00                   | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Pacific (India) Private Ltd</b>           | Mumbai<br>(India)                         | India                   | INR    | 238.700          | Versalis Singapore P. Ltd<br>Soci Terzi                                   | 99,99<br>(.)                    |                                    | P.N.   |
| <b>Versalis Pacific Trading<br/>(Shanghai) Co Ltd</b> | Shanghai<br>(Cina)                        | Cina                    | CNY    | 15.237.236       | Versalis SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Singapore Pte Ltd</b>                     | Singapore<br>(Singapore)                  | Singapore               | SGD    | 80.000           | Versalis SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis UK Ltd</b>                                | Londra<br>(Regno Unito)                   | Regno Unito             | GBP    | 4.004.042        | Versalis SpA  | 100,00                          | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Versalis Zeal Ltd</b>                              | Tokoradi<br>(Ghana)                       | Ghana                   | GHS    | 5.650.000        | Versalis International SA<br>Soci Terzi                                   | 80,00<br>20,00                  | 80,00                              | C.I.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Plenitude & Power

### Plenitude

#### IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                                    | % Possesso                   | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|------------------|------------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--|
| <b>4Energia Srl</b>  | Milano                      | Italia         | EUR    | 400.000          | Eni Plenitude SpA SB               | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Agrikroton Srl - Società Agricola</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | SEF Solar Srl                      | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Be Charge Srl</b>   | Milano                      | Italia         | EUR    | 500.000          | Be Power SpA                       | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Be Charge Valle d'Aosta Srl</b>   | Milano                      | Italia         | EUR    | 10.000           | Be Charge Srl                      | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Be Power SpA</b>  | Milano                      | Italia         | EUR    | 698.251          | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 99,19 <sup>(a)</sup><br>0,81 | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Borgia Wind Srl</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 100.000          | PLT Wind 2020 Srl                  | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>CEF 3 Wind Energy SpA</b>   | Milano                      | Italia         | EUR    | 101.000          | Eni New Energy SpA                 | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>CGDB Enrico Srl</b>   | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 10.000           | Eni New Energy SpA                 | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>CGDB Laerte Srl</b>   | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 10.000           | Eni New Energy SpA                 | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Corridonia Energia Srl</b>  | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 20.000           | SEF Srl                            | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Dynamica Srl</b>  | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 50.000           | PLT Wind 2022 SpA                  | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Ecoener Srl</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | PLT Energia Srl                    | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Elettro Sannio Wind 2 Srl</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 1.225.000        | PLT Wind 2022 SpA                  | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Enerkall Srl</b>  | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | PLT Energia Srl                    | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy SpA</b>  | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 9.296.000        | Eni Plenitude SpA SB               | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude SpA Società Benefit<br/>(ex Eni gas e luce SpA Società<br/>Benefit)</b> | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 770.000.000      | Eni SpA                            | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eolica Pietramontecorvino Srl</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 100.000          | PLT Energia Srl                    | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eolica Wind Power Srl</b>   | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | PLT Wind 2022 SpA                  | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eolo Energie - Corleone -<br/>Campofiorito Srl</b>                                    | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | PLT Wind 2020 Srl                  | 100,00                       | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Evolvere SpA Società Benefit</b>  | Milano                      | Italia         | EUR    | 1.130.000        | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 70,52<br>29,48               | 70,52                              | C.I.   |
| <b>Evolvere Venture SpA</b>  | Milano                      | Italia         | EUR    | 50.000           | Evolvere SpA Soc. Ben.             | 100,00                       | 70,52                              | C.I.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude SpA SB 100,00

| Denominazione                                | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale  | Soci               | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|--|-------------|----------------|--------|-----------|--------------------|------------|---------------------------------|--|
| <b>Faren Srl</b>                             | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Green Srl      | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>FAS Srl</b>                               | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 119.000   | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Finpower Wind Srl</b>                     | Milano      | Italia         | EUR    | 10.000    | Eni New Energy SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl</b>   | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 100.000   | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>FV4P Srl</b>                              | Forlì (FC)  | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Gemsa Solar Srl</b>                       | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>GPC Uno Srl</b>                           | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 25.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>GPC Due Srl</b>                           | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 12.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Green Parity Srl</b>                      | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Lugo Società Agricola Srl</b>             | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Solar Srl      | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Lugo Solar Tech Srl</b>                   | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 100.000   | SEF Solar Srl      | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Marano Solar Srl</b>                      | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Solar Srl      | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Marano Solare Srl</b>                     | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Marcellinara Wind Srl</b>                 | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 35.000    | PLT Wind 2022 SpA  | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Micropower Srl</b>                        | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 30.000    | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Molinetto Srl</b>                         | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | Faren Srl          | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Montefano Energia Srl</b>                 | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 20.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Monte San Giusto Solar Srl</b>            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl            | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Olivadi Srl</b>                           | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 100.000   | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Parco Eolico di Tursi e Colobrarò Srl</b> | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 31.000    | PLT Wind 2022 SpA  | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Pescina Wind Srl</b>                      | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 50.000    | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Pieve5 Srl</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Solar Srl      | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>PLT Energia Srl</b>                       | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 3.865.474 | Eni New Energy SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>PLT Engineering Srl</b>                   | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |
| <b>PLT Puregreen SpA</b>                     | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 500.000   | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione                                       | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale  | Soci                          | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|---|-------------|----------------|--------|-----------|-------------------------------|----------------|---------------------------------|--|
| <b>PLT Wind 2020 Srl</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 1.000.000 | PLT Energia Srl               | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>PLT Wind 2022 SpA</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 1.000.000 | PLT Energia Srl               | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Pollenza Sole Srl</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 32.500    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Ravenna 1 FTV Srl</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>RF-AVIO Srl</b>                                  | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>RF-Cavallerizza Srl</b>                          | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Ruggiero Wind Srl</b>                            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Energia Srl               | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SAV - Santa Maria Srl</b>                        | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Wind 2022 SpA             | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEA SpA</b>                                      | L'Aquila    | Italia         | EUR    | 100.000   | Eni Plenitude SpA SB          | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Green Srl</b>                                | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 500       | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Miniwind Srl</b>                             | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 50.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Solar Abruzzo Srl</b>                        | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Solar II Srl</b>                             | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 1.000     | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Solar Srl</b>                                | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 120.000   | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>SEF Srl</b>                                      | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 25.000    | Eni New Energy SpA            | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola Agricentro Srl</b>              | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Solar Srl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola Casemurate Srl</b>              | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl</b> | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 100.000   | Soc. Agr. Agricentro Srl      | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola Isola d'Agri Srl</b>            | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Solar Srl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola L'Albero Azzurro Srl</b>        | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 100.000   | Soc. Agr. Agricentro Srl      | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Agricola SEF Bio Srl</b>                 | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Energie Rinnovabili 1 SpA</b>            | Roma        | Italia         | EUR    | 120.000   | SER SpA<br>CEF 3 Wind Energy  | 96,00<br>4,00  | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Società Energie Rinnovabili SpA</b>              | Palermo     | Italia         | EUR    | 121.636   | CEF 3 Wind Energy             | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |
| <b>Timpe Muzzunetti 2 Srl</b>                       | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 2.500     | PLT Energia Srl<br>Soci terzi | 70,00<br>30,00 | 70,00                           | C.I.   |
| <b>Vivaro FTV Srl</b>                               | Cesena (FC) | Italia         | EUR    | 10.000    | SEF Srl                       | 100,00         | 100,00                          | C.I.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione                          | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale  | Soci               | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|--------------------------|----------------|--------|-----------|--------------------|------------|---------------------------------|---|
| <b>VRG Wind 127 Srl</b>                | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>VRG Wind 149 Srl</b>                | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 10.000    | PLT Wind 2022 SpA  | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>W-Energy Srl</b>                    | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 93.000    | PLT Energia Srl    | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Wind Park Laterza Srl</b>           | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 10.000    | Eni New Energy SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Wind Salandra Srl</b>               | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 100.000   | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Windsol Srl</b>                     | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 3.250.000 | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Wind Turbines Engineering 2 Srl</b> | Cesena (FC)              | Italia         | EUR    | 5.450.000 | PLT Wind 2020 Srl  | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale  | Sede operativa | Valuta | Capitale Soci  |  | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|--|----------------|--------|----------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| <b>Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana</b> | Lubiana (Slovenia)                                   | Slovenia       | EUR    | 12.956.935     | Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi          | 51,00<br>49,00 | 51,00                           | C.I.  |
| <b>Aleria Solar SAS</b>   | Bastia (Francia)                                     | Francia        | EUR    | 100            | Eni Plen. Op. Fr. SAS                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Alpinia Solar SLU</b>  | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Anberia Invest SLU</b>   | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | PLT Eng. Spagna SLU                      | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Argon SAS</b>  | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 180.000        | Eni Plen. Op. Fr. SAS                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Arm Wind Llp</b>   | Astana (Kazakhstan)                                  | Kazakhstan     | KZT    | 19.069.100.000 | Eni Energy Solutions BV                  | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Athies-Samoussy Solar PV1 SAS</b>                                      | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 68.000         | Krypton SAS                              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Athies-Samoussy Solar PV2 SAS</b>                                      | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 40.000         | Krypton SAS                              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Athies-Samoussy Solar PV3 SAS</b>                                      | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 36.000         | Krypton SAS                              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Athies-Samoussy Solar PV4 SAS</b>                                      | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 14.000         | Xenon SAS                                | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Athies-Samoussy Solar PV5 SAS</b>                                      | Argenteuil (Francia)                                 | Francia        | EUR    | 14.000         | Xenon SAS                                | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Belle Magiocche Solaire SAS</b>  | Bastia (Francia)                                     | Francia        | EUR    | 10.000         | Eni Plen. Op. Fr. SAS                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Bonete Solar SLU</b>   | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Brazoria Class B Member Llc</b>  | Dover (USA)  | USA            | USD    | 1.000          | Eni New Energy US Inc                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Brazoria County Solar Project Llc</b>                                  | Dover (USA)  | USA            | USD    | 1.000          | Brazoria HoldCo Llc                      | 100,00         | 89,27                           | C.I.  |
| <b>Brazoria HoldCo Llc</b>  | Dover (USA)  | USA            | USD    | 206.355.897,15 | Brazoria Class B Socio terzi             | 89,27<br>10,73 | 89,27                           | C.I.  |
| <b>Camelia Solar SLU</b>  | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Celtis Solar SLU</b>   | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Corazon Energy Class B Llc</b>   | Dover (USA)  | USA            | USD    | 100            | Eni New Energy US Inc                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Corazon Energy Llc</b>   | Dover (USA)  | USA            | USD    | 100            | Corazon Tax Eq. Part. Llc                | 100,00         | 91,74                           | C.I.  |
| <b>Corazon Energy Services Llc</b>  | Dover (USA)  | USA            | USD    | 100            | Eni New Energy US Inc                    | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Corazon Tax Equity Partnership Llc</b>                                 | Dover (USA)  | USA            | USD    | 199.142.207,16 | Corazon En. Class B Llc Soci Terzi       | 91,74<br>8,26  | 91,74                           | C.I.  |
| <b>Corlinter 5000 SLU</b>   | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | PLT Eng. Spagna SLU                      | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Desarrollos Empresariales Illas SLU</b>                                | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 3.000          | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Desarrollos Energéticos Riojanos SL</b>                                | Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja (Spagna) | Spagna         | EUR    | 876.042        | Eni Plenitude SpA SB Energias Amb. Outes | 60,00<br>40,00 | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Ecovent Parc Eolic SAU</b>   | Madrid (Spagna)                                      | Spagna         | EUR    | 1.037.350      | Eni Plenitude SpA SB                     | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione   | Sede legale                   | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |   | % Possesso     | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|---|-------------------------------|----------------|--------|------------------|---|----------------|------------------------------------|--|
| <b>Ekain Renovables SLU</b>   | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 3.000            | PLT Eng. Spagna SLU                                 | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Energía Eólica Boreas SLU</b>  | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 3.000            | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Energías Ambientales de Outes SLU</b>  | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 643.451,49       | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL</b>                                      | Logroño<br>(Spagna)           | Spagna         | EUR    | 2.008.901,71     | Eni Plenitude SpA SB<br>Desarrollos Energéticos     | 57,50<br>42,50 | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Energy Solutions BV</b>  | Amsterdam<br>(Paesi Bassi)    | Paesi Bassi    | EUR    | 20.000           | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Gas &amp; Power France SA</b>  | Levallois Perret<br>(Francia) | Francia        | EUR    | 239.500.800      | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi                  | 99,99<br>(..)  | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy Australia Pty Ltd</b>   | Perth<br>(Australia)          | Australia      | AUD    | 4                | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy Batchelor Pty Ltd</b>   | Perth<br>(Australia)          | Australia      | AUD    | 1                | Eni New En. Aus. Pty Ltd                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy Katherine Pty Ltd</b>   | Perth<br>(Australia)          | Australia      | AUD    | 1                | Eni New En. Aus. Pty Ltd                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd</b>  | Perth<br>(Australia)          | Australia      | AUD    | 1                | Eni New En. Aus. Pty Ltd                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy US Holding Llc</b>  | Dover<br>(USA)                | USA            | USD    | 100              | Eni New Energy US Inc<br>Eni New Energy US Inv. Inc | 99,00<br>1,00  | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy US Inc</b>  | Dover<br>(USA)                | USA            | USD    | 100              | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni New Energy US Investing Inc</b>  | Dover<br>(USA)                | USA            | USD    | 1.000            | Eni New Energy US Inc                               | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Iberia SLU<br/>(ex Aldro Energía y Soluciones SLU)</b>               | Santander<br>(Spagna)         | Spagna         | EUR    | 3.192.000        | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Operations France SAS<br/>(ex Dhamma Energy SAS)</b>                 | Argenteuil<br>(Francia)       | Francia        | EUR    | 1.116.489,72     | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Renewables France SAS<br/>(ex Dhamma Energy Development SAS)</b>     | Argenteuil<br>(Francia)       | Francia        | EUR    | 51.000           | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Renewables Hellas<br/>Single Member SA</b>                           | Atene<br>(Grecia)             | Grecia         | EUR    | 627.464          | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Renewables<br/>Luxembourg Sàrl<br/>(ex Dhamma Energy Group Sàrl)</b> | Dudelange<br>(Lussemburgo)    | Lussemburgo    | EUR    | 10.253.560       | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Renewables Spain SLU<br/>(ex Dhamma Energy Management SLU)</b>       | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 6.680            | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eni Plenitude Rooftop France SAS<br/>(ex Dhamma Energy Rooftop SAS)</b>            | Argenteuil<br>(Francia)       | Francia        | EUR    | 40.000           | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Eolica Cuellar de la Sierra SLU</b>  | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 110.999,77       | PLT Spagna SL                                       | 100,00         | 51,00                              | C.I.   |
| <b>Estanque Redondo Solar SLU</b>   | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 3.000            | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Fotovoltaica Escudero SLU</b>  | Valencia<br>(Spagna)          | Spagna         | EUR    | 3.000            | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Gas Supply Company<br/>Thessaloniki - Thessalia SA</b>                             | Thessaloniki<br>(Grecia)      | Grecia         | EUR    | 13.761.788       | Eni Plenitude SpA SB                                | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Guajillo Energy Storage Llc</b>  | Dover<br>(USA)                | USA            | USD    | 100              | Eni New Energy US H. Llc                            | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |
| <b>Guilleus Consulting SLU</b>  | Madrid<br>(Spagna)            | Spagna         | EUR    | 3.000            | PLT Eng. Spagna SLU                                 | 100,00         | 100,00                             | C.I.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione                                | Sede legale           | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci                                  | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|-----------------------|----------------|--------|-------------|---------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| <b>Holding Lanas Solar Sàrl</b>              | Argenteuil (Francia)  | Francia        | EUR    | 100         | Eni Plen. Op. Fr. SAS                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Inveese SAS</b>                           | Bogotà (Colombia)     | Colombia       | COP    | 100.000.000 | PLT Colombia SAS<br>Soci Terzi        | 75,00<br>25,00 | 38,25                           | C.I.  |
| <b>Ixia Solar SLU</b>                        | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Krypton SAS</b>                           | Argenteuil (Francia)  | Francia        | EUR    | 180.000     | Eni Plen. Op. Fr. SAS                 | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Lanas Solar SAS</b>                       | Argenteuil (Francia)  | Francia        | EUR    | 100         | Holding Lanas Solar                   | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Membrio Solar SLU</b>                     | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Miburia Trade SLU</b>                     | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | PLT Eng. Spagna SLU                   | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Olea Solar SLU</b>                        | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Opalo Solar SLU</b>                       | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Pistacia Solar SLU</b>                    | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>PLT Colombia SAS</b>                      | Bogotà (Colombia)     | Colombia       | COP    | 510.840.000 | PLT Energia Srl<br>Soci Terzi         | 51,00<br>49,00 | 51,00                           | C.I.  |
| <b>PLT Engineering Colombia SAS</b>          | Bogotà (Colombia)     | Colombia       | COP    | 1.000.000   | PLT Engineering Srl<br>Soci Terzi     | 60,00<br>40,00 | 60,00                           | C.I.  |
| <b>PLT Engineering Romania Srl</b>           | Cluj-Napoca (Romania) | Romania        | RON    | 4.400       | PLT Engineering Srl<br>Micropower Srl | 95,00<br>5,00  | 100,00                          | C.I.  |
| <b>PLT Engineering Spagna SLU</b>            | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | PLT Engineering Srl                   | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>PLT Spagna SL</b>                         | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 100.000     | PLT Energia Srl<br>Soci Terzi         | 51,00<br>49,00 | 51,00                           | C.I.  |
| <b>POP Solar SAS</b>                         | Argenteuil (Francia)  | Francia        | EUR    | 1.000       | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl              | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>Punes Trade SLU</b>                       | Madrid (Spagna)       | Spagna         | EUR    | 3.000       | PLT Eng. Spagna SLU                   | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV1 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 14.600      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV2 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 14.600      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV3 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 14.600      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV4 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 13.600      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV5 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 13.600      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV6 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 19.300      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV7 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 31.000      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV8 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 19.200      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| <b>SKGRPV9 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)        | Grecia         | EUR    | 19.200      | Eni Plen. Renew. Hellas               | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Denominazione                                 | Sede legale          | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                                  | % Possesso                   | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione (*) |
|---|----------------------|----------------|--------|------------------|----------------------------------|------------------------------|------------------------------------|---|
| <b>SKGRPV10 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 18.800           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV11 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 25.300           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV12 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 19.000           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV13 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 30.900           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV14 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 39.900           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV15 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 19.000           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV16 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 19.000           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV17 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 10.200           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV18 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 5.200            | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV19 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 12.200           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>SKGRPV20 Single Member Private Company</b> | Atene (Grecia)       | Grecia         | EUR    | 12.200           | Eni Plen. Renew. Hellas          | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>Tebar Solar SLU</b>                        | Madrid (Spagna)      | Spagna         | EUR    | 3.000            | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl         | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |
| <b>Xenon SAS</b>                              | Argenteuil (Francia) | Francia        | EUR    | 1.500.100        | Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi | 0,01 <sup>(a)</sup><br>99,99 | 100,00                             | C.I.  |
| <b>Zinnia Solar SLU</b>                       | Madrid (Spagna)      | Spagna         | EUR    | 3.000            | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl         | 100,00                       | 100,00                             | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

## Power

## IN ITALIA

| Denominazione        | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci                       | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|----------------------|--------------------------|----------------|--------|-------------|----------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| EniPower Mantova SpA | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 144.000.000 | EniPower SpA<br>Soci Terzi | 86,50<br>13,50 | 44,12                           | C.I.  |
| EniPower SpA         | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 200.000.000 | Eni SpA<br>Soci terzi      | 51,00<br>49,00 | 51,00                           | C.I.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Corporate e Altre attività

### Corporate e Società finanziarie

#### IN ITALIA

| Denominazione                                    | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale      | Soci    | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|--|--------------------------|----------------|--------|---------------|---------|------------|---------------------------------|---|
| Agenzia Giornalistica Italia SpA                 | Roma                     | Italia         | EUR    | 2.000.000     | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| D-Share SpA                                      | Milano                   | Italia         | EUR    | 121.719,25    | AGI SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Corporate University SpA                     | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 3.360.000     | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Energia Italia Srl                           | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000        | Eni SpA | 100,00     |                                 | Co.   |
| Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)     | Roma                     | Italia         | EUR    | 334.171       | Eni SpA | 100,00     |                                 | Co.   |
| EniProgetti SpA                                  | Venezia Marghera (VE)    | Italia         | EUR    | 2.064.000     | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| EniServizi SpA                                   | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 13.427.419,08 | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl) | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000        | Eni SpA | 100,00     |                                 | Co.   |
| Serfactoring SpA (in liquidazione)               | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 5.160.000     | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |
| Servizi Aerei SpA                                | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 48.205.536    | Eni SpA | 100,00     | 100,00                          | C.I.  |

#### ALL'ESTERO

| Denominazione                   | Sede legale             | Sede operativa | Valuta | Capitale      | Soci  | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---------------------------------|-------------------------|----------------|--------|---------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| Banque Eni SA                   | Bruxelles (Belgio)      | Belgio         | EUR    | 50.000.000    | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,90<br>0,10  | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Finance International SA    | Bruxelles (Belgio)      | Belgio         | USD    | 1.480.365.336 | Eni International BV<br>Eni SpA             | 66,39<br>33,61 | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Finance USA Inc             | Dover (USA)             | USA            | USD    | 2.500.000     | Eni Petroleum Co Inc                        | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Insurance DAC               | Dublino (Irlanda)       | Irlanda        | EUR    | 500.000.000   | Eni SpA                                     | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni International BV            | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi    | EUR    | 641.683.425   | Eni SpA                                     | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| Eni International Resources Ltd | Londra (Regno Unito)    | Regno Unito    | GBP    | 50.000        | Eni SpA<br>Eni UK Ltd                       | 99,99<br>(.)   | 100,00                          | C.I.  |
| Eni Next Llc                    | Dover (USA)             | USA            | USD    | 100           | Eni Petroleum Co Inc                        | 100,00         | 100,00                          | C.I.  |
| EniProgetti Egypt Ltd           | Il Cairo (Egitto)       | Egitto         | EGP    | 50.000        | EniProgetti SpA<br>Eni SpA                  | 99,00<br>1,00  |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Altre attività

### IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso                   | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|------------------|------------------------------|------------------------------------|--|
| Eni Rewind SpA   | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 101.950.844,46   | Eni SpA<br>Soci Terzi        | 99,99<br>(..)                      | 100,00<br>C.I.   |
| Industria Siciliana Acido<br>Fosforico - ISAF - SpA<br>(in liquidazione) | Gela (CL)                   | Italia         | EUR    | 1.300.000        | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 52,00<br>48,00                     | P.N.   |

### ALL'ESTERO

| Denominazione               | Sede legale                | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso           | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|-----------------------------|----------------------------|----------------|--------|------------------|----------------------|------------------------------------|--|
| Eni Rewind International BV | Amsterdam<br>(Paesi Bassi) | Paesi Bassi    | EUR    | 20.000           | Eni International BV | 100,00                             | P.N.   |
| Oleodotto del Reno SA       | Coira<br>(Svizzera)        | Svizzera       | CHF    | 1.550.000        | Eni Rewind SpA       | 100,00                             | P.N.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

### Exploration & Production

#### IN ITALIA

| Denominazione                                  | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso                                | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|----------------|--------|------------------|---|------------------------------------|--|
| Agri-Energy Srl <sup>(†)</sup>                 | Jolanda di Savoia<br>(FE)   | Italia         | EUR    | 50.000           | Eni Natural<br>Energies SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00                     | P.N.   |
| Azule Energy Angola SpA<br>(ex Eni Angola SpA) | San Donato<br>Milanese (MI) | Angola         | EUR    | 20.200.000       | Azule Energy Hold. Ltd                    | 100,00                             |  |
| Mozambique Rovuma Venture SpA <sup>(†)</sup>   | San Donato<br>Milanese (MI) | Mozambico      | EUR    | 20.000.000       | Eni SpA<br>Soci Terzi                     | 35,71<br>64,29                     | P.N.   |

#### ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale                            | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci | % Possesso                                | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione(*) |
|---|--|----------------|--------|------------------|---|------------------------------------|--|
| Agiba Petroleum Co <sup>(†)</sup>                       | Il Cairo<br>(Egitto)                   | Egitto         | EGP    | 20.000           | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00                     | Co.  |
| Angola JVCO Ltd   | Sunbury-On-<br>Thames<br>(Regno Unito) | Angola         | USD    | 1.000            | Azule Energy Hold. Ltd                    | 100,00                             |  |
| Ashrafi Island Petroleum Co<br>(in liquidazione)        | Il Cairo<br>(Egitto)                   | Egitto         | EGP    | 20.000           | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00                     | Co.  |
| Azule Energy Gas Supply Services Inc                    | Houston<br>(USA)                       | USA            | USD    | 1.000            | Azule Energy Hold. Ltd                    | 100,00                             |  |
| Azule Energy Holdings Ltd <sup>(†)</sup>                | Londra<br>(Regno Unito)                | Regno Unito    | USD    | 1.000.000        | Eni International BV<br>Soci Terzi        | 50,00<br>50,00                     | P.N.   |
| Barentsmorneftegaz Sàrl <sup>(†)</sup>                  | Lussemburgo<br>(Lussemburgo)           | Russia         | USD    | 20.000           | Eni Energy Russia BV<br>Soci Terzi        | 33,33<br>66,67                     | P.N.   |
| BP Angola (Block 18) BV                                 | Rotterdam<br>(Paesi Bassi)             | Angola         | EUR    | 2.275.625,42     | Angola JVCO Ltd                           | 100,00                             |  |
| BP Exploration Angola<br>(Kwanza Benguela) Ltd          | Sunbury-On-<br>Thames<br>(Regno Unito) | Angola         | USD    | 1                | Angola JVCO Ltd                           | 100,00                             |  |
| BP Exploration (Angola) Ltd                             | Sunbury-On-<br>Thames<br>(Regno Unito) | Angola         | USD    | 1.000.000        | Angola JVCO Ltd                           | 100,00                             |  |
| BP Gas Supply (Angola) Llc                              | Wilmington<br>(USA)                    | Angola         | USD    | 12.800.000       | Azule En. Gas Sup. S. Inc                 | 100,00                             |  |
| Cabo Delgado Gas Development<br>Limitada <sup>(†)</sup> | Maputo<br>(Mozambico)                  | Mozambico      | MZN    | 2.500.000        | Eni Mozambique LNG<br>H. BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00                     | Co.  |
| Cardón IV SA <sup>(†)</sup>                             | Caracas<br>(Venezuela)                 | Venezuela      | VED    | 0                | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi            | 50,00<br>50,00                     | P.N.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| Denominazione  | Sede legale                 | Sede operativa      | Valuta | Capitale         | Soci                                      | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|-----------------------------|---------------------|--------|------------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| Compañía Agua Plana SA                                   | Caracas (Venezuela)         | Venezuela           | VED    | 0                | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi            | 26,00<br>74,00 |                                 | Co.   |
| Coral FLNG SA  | Maputo (Mozambico)          | Mozambico           | MZN    | 100.000.000      | Eni Mozambique LNG<br>H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.  |
| Coral South FLNG DMCC                                    | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED    | 500.000          | Eni Mozambique LNG<br>H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.  |
| East Delta Gas Co (in liquidazione)                      | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 37,50<br>62,50 |                                 | Co.   |
| East Kanayis Petroleum Co <sup>(†)</sup>                 | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| East Obaiyed Petroleum Co <sup>(†)</sup>                 | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| El Tensah Petroleum Co                                   | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.   |
| El-Fayrouz Petroleum Co <sup>(†)</sup> (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Exploration BV<br>Soci Terzi         | 50,00<br>50,00 |                                 |   |
| Eni Angola Exploration BV                                | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Angola              | EUR    | 20.000           | Azule Energy Hold. Ltd                    | 100,00         |                                 |   |
| Eni Angola Production BV                                 | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Angola              | EUR    | 20.000           | Azule Energy Hold. Ltd                    | 100,00         |                                 |   |
| Fedynskmorneftegaz SärI <sup>(†)</sup>                   | Lussemburgo (Lussemburgo)   | Russia              | USD    | 20.000           | Eni Energy Russia BV<br>Soci Terzi        | 33,33<br>66,67 |                                 | P.N.  |
| Isatay Operating Company Llp <sup>(†)</sup>              | Astana (Kazakhstan)         | Kazakhstan          | KZT    | 400.000          | Eni Isatay<br>Soci Terzi                  | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| Karachaganak Petroleum Operating BV                      | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Kazakhstan          | EUR    | 20.000           | Agip Karachaganak BV<br>Soci Terzi        | 29,25<br>70,75 |                                 | Co.   |
| Khaleej Petroleum Co Wll                                 | Safat (Kuwait)              | Kuwait              | KWD    | 250.000          | Eni Middle E. Ltd<br>Soci Terzi           | 49,00<br>51,00 |                                 | P.N.  |
| Liberty National Development Co Llc                      | Wilmington (USA)            | USA                 | USD    | 0 <sup>(a)</sup> | Eni Oil & Gas Inc<br>Soci Terzi           | 32,50<br>67,50 |                                 | P.N.  |
| Mediterranean Gas Co                                     | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.   |
| Meleilha Petroleum Company <sup>(†)</sup>                | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| Mellitah Oil & Gas BV <sup>(†)</sup>                     | Amsterdam (Paesi Bassi)     | Libia               | EUR    | 20.000           | Eni North Africa BV<br>Soci Terzi         | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| Nile Delta Oil Co Nidoco                                 | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 37,50<br>62,50 |                                 | Co.   |
| Norpipe Terminal HoldCo Ltd                              | Londra (Regno Unito)        | Norvegia            | GBP    | 55,69            | Eni SpA<br>Soci Terzi                     | 14,20<br>85,80 |                                 | P.N.  |
| North Bardawil Petroleum Co (in liquidazione)            | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Exploration BV<br>Soci Terzi         | 30,00<br>70,00 |                                 |   |
| North El Burg Petroleum Co                               | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.   |
| Petrobel Belayim Petroleum Co <sup>(†)</sup>             | Il Cairo (Egitto)           | Egitto              | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| PetroBicentenario SA <sup>(†)</sup>                      | Caracas (Venezuela)         | Venezuela           | VED    | 0                | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi               | 40,00<br>60,00 |                                 | P.N.  |
| PetroJunín SA <sup>(†)</sup>                             | Caracas (Venezuela)         | Venezuela           | VED    | 0,02             | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi               | 40,00<br>60,00 |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

| Denominazione  | Sede legale                         | Sede operativa       | Valuta | Capitale       | Soci                                      | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|--|-------------------------------------|----------------------|--------|----------------|---|----------------|---------------------------------|--|
| <b>PetroSucre SA</b>   | Caracas (Venezuela)                 | Venezuela            | VED    | 0              | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi            | 26,00<br>74,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Pharaonic Petroleum Co</b>  | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.  |
| <b>Port Said Petroleum Co<sup>(†)</sup></b>  | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.  |
| <b>Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)</b>   | Doha (Qatar)                        | Qatar                | USD    | 1.175.885.000  | Eni Qatar BV<br>Soci Terzi                | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Raml Petroleum Co</b>   | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 22,50<br>77,50 |                                 | Co.  |
| <b>Ras Qattara Petroleum Co</b>  | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 37,50<br>62,50 |                                 | Co.  |
| <b>Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd</b>  | Dubai (Emirati Arabi Uniti)         | Mozambico            | USD    | 50.000         | Eni Mozambique LNG<br>H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Rovuma LNG SA</b>   | Maputo (Mozambico)                  | Mozambico            | MZN    | 100.000.000    | Eni Mozambique LNG<br>H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Shorouk Petroleum Company</b>   | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi          | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.  |
| <b>Société Centrale Electrique du Congo SA</b>   | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XAF    | 44.732.000.000 | Eni Congo SA<br>Soci Terzi                | 20,00<br>80,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA<sup>(†)</sup></b>                   | Tunisi (Tunisia)                    | Tunisia              | TND    | 5.000.000      | Eni Tunisia BV<br>Soci Terzi              | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA<sup>(†)</sup></b> | Tunisi (Tunisia)                    | Tunisia              | TND    | 100.000        | Eni Tunisia BV<br>Soci Terzi              | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.  |
| <b>Solenova Ltd<sup>(†)</sup></b>  | Londra (Regno Unito)                | Angola               | USD    | 1.580.000      | Eni E&P Holding BV<br>Soci Terzi          | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.  |
| <b>Thekah Petroleum Co (in liquidazione)</b>   | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Exploration BV<br>Soci Terzi         | 25,00<br>75,00 |                                 |  |
| <b>United Gas Derivatives Co</b>   | New Cairo (Egitto)                  | Egitto               | USD    | 153.000.000    | Eni International BV<br>Soci Terzi        | 33,33<br>66,67 |                                 | P.N.   |
| <b>Vår Energi ASA<sup>(#)</sup></b>  | Sandnes (Norvegia)                  | Norvegia             | NOK    | 399.425.000    | Eni International BV<br>Soci Terzi        | 63,08<br>36,92 |                                 | P.N.   |
| <b>VIC CBM Ltd<sup>(†)</sup></b>   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | USD    | 52.315.912     | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi               | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.   |
| <b>Virginia Indonesia Co CBM Ltd<sup>(†)</sup></b>   | Londra (Regno Unito)                | Indonesia            | USD    | 25.631.640     | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi               | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.   |
| <b>West Ashrafi Petroleum Co<sup>(†)</sup> (in liquidazione)</b>                             | Il Cairo (Egitto)                   | Egitto               | EGP    | 20.000         | Ieoc Exploration BV<br>Soci Terzi         | 50,00<br>50,00 |                                 |  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

## Global Gas & LNG Portfolio

### IN ITALIA

| Denominazione                  | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci                           | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|--------------------------------|-------------|----------------|--------|----------|--------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Mariconsult SpA <sup>(†)</sup> | Milano      | Italia         | EUR    | 120.000  | Eni Corridor Srl<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.  |
| Transmed SpA <sup>(†)</sup>    | Milano      | Italia         | EUR    | 240.000  | Eni Corridor Srl<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.  |

### ALL'ESTERO

| Denominazione  | Sede legale                | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci  | % Possesso            | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|--|----------------------------|----------------|--------|-------------|---|-----------------------|---------------------------------|---|
| Blue Stream Pipeline Co BV <sup>(†)</sup>                    | Amsterdam<br>(Paesi Bassi) | Russia         | USD    | 22.000      | Eni International BV<br>Soci Terzi                      | 50,00<br>50,00        | 74,62 <sup>(a)</sup>            | J.O.  |
| Damietta LNG (DLNG) SAE <sup>(†)</sup>                       | Damietta<br>(Egitto)       | Egitto         | USD    | 375.000.000 | Eni Gas Liquef. BV<br>Soci Terzi                        | 50,00<br>50,00        | 50,00                           | J.O.  |
| DLNG Service SAE <sup>(†)</sup><br>(ex SEGAS Services SAE)   | Damietta<br>(Egitto)       | Egitto         | USD    | 1.000.000   | Damietta LNG<br>Eni Gas Liquef. BV<br>Soci Terzi        | 98,00<br>1,00<br>1,00 | 50,00                           | J.O.  |
| GreenStream BV <sup>(†)</sup>                                | Amsterdam<br>(Paesi Bassi) | Libia          | EUR    | 200.000.000 | Eni North Africa BV<br>Soci Terzi                       | 50,00<br>50,00        | 50,00                           | J.O.  |
| Premium Multiservices SA                                     | Tunisi<br>(Tunisia)        | Tunisia        | TND    | 200.000     | Sergaz SA<br>Soci Terzi                                 | 49,99<br>50,01        |                                 | P.N.  |
| SAMCO Sagl   | Lugano<br>(Svizzera)       | Svizzera       | CHF    | 20.000      | Transmed. Pip. Co Ltd<br>Eni Corridor Srl<br>Soci Terzi | 90,00<br>5,00<br>5,00 |                                 | P.N.  |
| Société Energies Renouvelables<br>Eni-ETAP SA <sup>(†)</sup> | Tunisi<br>(Tunisia)        | Tunisia        | TND    | 1.000.000   | Eni International BV<br>Soci Terzi                      | 50,00<br>50,00        |                                 | P.N.  |
| Transmediterranean<br>Pipeline Co Ltd <sup>(†)(10)</sup>     | St. Helier<br>(Jersey)     | Jersey         | USD    | 10.310.000  | Eni Corridor Srl<br>Soci Terzi                          | 50,00<br>50,00        | 50,00                           | J.O.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

(10) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 2 del TUIR.

## Refining & Marketing e Chimica

### Refining & Marketing

#### IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale    | Sede operativa | Valuta | Capitale     | Soci                      | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|----------------|----------------|--------|--------------|---------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Arezzo Gas SpA <sup>(†)</sup>                          | Arezzo         | Italia         | EUR    | 394.000      | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.  |
| CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA             | Fontevivo (PR) | Italia         | EUR    | 6.642.928,32 | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 44,78<br>55,22 |                                 | P.N.  |
| Consorzio Operatori GPL di Napoli                      | Napoli         | Italia         | EUR    | 102.000      | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | Co.   |
| Costiero Gas Livorno SpA <sup>(†)</sup>                | Livorno        | Italia         | EUR    | 26.000.000   | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 65,00<br>35,00 | 65,00                           | J.O.  |
| Disma SpA  | Segrate (MI)   | Italia         | EUR    | 2.600.000    | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.  |
| Porto Petroli di Genova SpA                            | Genova         | Italia         | EUR    | 2.068.000    | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 40,50<br>59,50 |                                 | P.N.  |
| Raffineria di Milazzo ScpA <sup>(†)</sup>              | Milazzo (ME)   | Italia         | EUR    | 171.143.000  | Eni SpA<br>Soci Terzi     | 50,00<br>50,00 | 50,00                           | J.O.  |
| Seram SpA  | Fiumicino (RM) | Italia         | EUR    | 852.000      | Eni SpA<br>Soci Terzi     | 25,00<br>75,00 |                                 | P.N.  |
| Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA             | Genova         | Italia         | EUR    | 3.326.900    | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 35,00<br>65,00 |                                 | P.N.  |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA <sup>(†)</sup> | Roma           | Italia         | EUR    | 3.085.000    | Eni SpA<br>Soci Terzi     | 70,00<br>30,00 |                                 | P.N.  |
| South Italy Green Hydrogen Srl <sup>(†)</sup>          | Roma           | Italia         | EUR    | 10.000       | Eni SpA<br>Soci Terzi     | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.  |

#### ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale                     | Sede operativa      | Valuta | Capitale    | Soci                            | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|---------------------------------|---------------------|--------|-------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)                    | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED    | 500.000.000 | Eni Abu Dhabi R&T<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 |                                 | P.N.  |
| ADNOC Global Trading Ltd                                    | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | USD    | 100.000.000 | Eni Abu Dhabi R&T<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 |                                 | P.N.  |
| AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH <sup>(†)</sup> | Schwedt (Germania)              | Germania            | EUR    | 27.000      | Eni Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi | 33,33<br>66,67 |                                 | P.N.  |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH <sup>(†)</sup>         | Vohburg (Germania)              | Germania            | EUR    | 10.226.000  | Eni Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 | 20,00                           | J.O.  |
| City Carbueroil SA <sup>(†)</sup>                           | Monteceneri (Svizzera)          | Svizzera            | CHF    | 6.000.000   | Eni Suisse SA<br>Soci Terzi     | 49,91<br>50,09 |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| Denominazione  | Sede legale                     | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci  | % Possesso                             | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|--|---------------------------------|----------------|--------|-------------|---|--|---------------------------------|---|
| <b>Egyptian International Gas Technology Co</b>              | New Cairo (Egitto)              | Egitto         | EGP    | 100.000.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi                | 40,00<br>60,00                         |                                 | P.N.  |
| <b>ENEOS Italsing Pte Ltd</b>                                | Singapore (Singapore)           | Singapore      | SGD    | 12.000.000  | Eni International BV<br>Soci Terzi                | 22,50<br>77,50                         |                                 | P.N.  |
| <b>Fuelling Aviation Services GIE</b>                        | Tremblay-en-France (Francia)    | Francia        | EUR    | 0           | Eni France Sarl<br>Soci Terzi                     | 25,00<br>75,00                         |                                 | Co.   |
| <b>Mediterranée Bitumes SA</b>                               | Tunisi (Tunisia)                | Tunisia        | TND    | 1.000.000   | Eni International BV<br>Soci Terzi                | 34,00<br>66,00                         |                                 | P.N.  |
| <b>Routex BV</b>   | Amsterdam (Paesi Bassi)         | Paesi Bassi    | EUR    | 67.500      | Eni Sust. Mobility SpA<br>Routex BV<br>Soci Terzi | 20,00 <sup>(a)</sup><br>20,00<br>60,00 |                                 | P.N.  |
| <b>Saraco SA</b>   | Meyrin (Svizzera)               | Svizzera       | CHF    | 420.000     | Eni Suisse SA<br>Soci Terzi                       | 20,00<br>80,00                         |                                 | Co.   |
| <b>Supermetanol CA<sup>(†)</sup></b>                         | Jose Puerto La Cruz (Venezuela) | Venezuela      | VED    | 0           | Ecofuel SpA<br>Supermetanol CA<br>Soci Terzi      | 34,51<br>30,07<br>35,42                | 50,00 <sup>(b)</sup>            | J.O.  |
| <b>TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH<sup>(†)</sup></b> | Salisburgo (Austria)            | Austria        | EUR    | 43.603,70   | Eni Marketing A. GmbH<br>Soci Terzi               | 50,00<br>50,00                         |                                 | P.N.  |
| <b>Weat Electronic Datenservice GmbH</b>                     | Düsseldorf (Germania)           | Germania       | EUR    | 409.034     | Eni Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi                   | 20,00<br>80,00                         |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni Sustainable Mobility SpA 25,00  
Soci Terzi 75,00

(b) Percentuale pari al working interest di Eni.

## Chimica

## IN ITALIA

| Denominazione                           | Sede legale           | Sede operativa | Valuta | Capitale   | Soci   | % Possesso                       | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-----------------------|----------------|--------|------------|--|----------------------------------|---------------------------------|---|
| <b>Brindisi Servizi Generali Scarl</b>  | Brindisi              | Italia         | EUR    | 1.549.060  | Versalis SpA<br>Eni Rewind SpA<br>EniPower SpA<br>Soci Terzi | 49,00<br>20,20<br>8,90<br>21,90  |                                 | P.N.  |
| <b>IFM Ferrara ScpA</b>                 | Ferrara               | Italia         | EUR    | 5.304.464  | Versalis SpA<br>Eni Rewind SpA<br>S.E.F. Srl<br>Soci Terzi   | 19,61<br>11,51<br>10,63<br>58,25 |                                 | P.N.  |
| <b>Matrica SpA<sup>(†)</sup></b>        | Porto Torres (SS)     | Italia         | EUR    | 37.500.000 | Versalis SpA<br>Soci Terzi                                   | 50,00<br>50,00                   |                                 | P.N.  |
| <b>Novamont SpA</b>                     | Novara                | Italia         | EUR    | 20.000.000 | Versalis SpA<br>Soci Terzi                                   | 35,00<br>65,00                   |                                 | P.N.  |
| <b>Priolo Servizi ScpA</b>              | Melilli (SR)          | Italia         | EUR    | 28.100.000 | Versalis SpA<br>Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi                 | 37,22<br>5,65<br>57,13           |                                 | P.N.  |
| <b>Ravenna Servizi Industriali ScpA</b> | Ravenna               | Italia         | EUR    | 5.597.400  | Versalis SpA<br>EniPower SpA<br>Ecofuel SpA<br>Soci Terzi    | 42,13<br>30,37<br>1,85<br>25,65  |                                 | P.N.  |
| <b>Servizi Porto Marghera Scarl</b>     | Venezia Marghera (VE) | Italia         | EUR    | 8.695.718  | Versalis SpA<br>Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi                 | 48,44<br>38,39<br>13,17          |                                 | P.N.  |

## ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale                     | Sede operativa      | Valuta | Capitale        | Soci                                    | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|---------------------------------|---------------------|--------|-----------------|---|----------------|---------------------------------|---|
| <b>Lotte Versalis Elastomers Co Ltd<sup>(†)</sup></b>     | Yeosu (Corea del Sud)           | Corea del Sud       | KRW    | 551.800.000.000 | Versalis SpA<br>Soci Terzi              | 50,00<br>50,00 |                                 | P.N.  |
| <b>Versalis Chem-invest LLP<sup>(†)</sup></b>             | Uralsk City (Kazakhstan)        | Kazakhstan          | KZT    | 64.194.000      | Versalis International SA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 |                                 | P.N.  |
| <b>VPM Oilfield Specialty Chemicals LLC<sup>(†)</sup></b> | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | AED    | 1.000.000       | Versalis International SA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

## Plenitude & Power

### Plenitude

#### IN ITALIA

| Denominazione   | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                                    | % Possesso     | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---|-----------------------------|----------------|--------|------------------|------------------------------------|----------------|------------------------------------|--|
| <b>Bettercity SpA</b>                                   | Bergamo                     | Italia         | EUR    | 50.000           | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                    | P.N.   |
| <b>E-Prosume Srl<sup>(†)</sup></b><br>(in liquidazione) | Milano                      | Italia         | EUR    | 100.000          | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Evogy Srl Società Benefit</b>                        | Seriate (BG)                | Italia         | EUR    | 11.785,71        | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 45,45<br>54,55 |                                    | P.N.   |
| <b>GreenIT SpA<sup>(†)</sup></b>                        | San Donato<br>Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 50.000           | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Hergo Renewables SpA<sup>(†)</sup></b>               | Milano                      | Italia         | EUR    | 50.000           | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 65,00<br>35,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Renewable Dispatching Srl</b>                        | Milano                      | Italia         | EUR    | 200.000          | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Siel Agrisolare Srl<sup>(†)</sup></b>                | Cesena (FC)                 | Italia         | EUR    | 10.000           | SEF Srl<br>Soci Terzi              | 51,00<br>49,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Tate Srl</b>   | Bologna                     | Italia         | EUR    | 408.509,29       | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 36,00<br>64,00 |                                    | P.N.   |

#### ALL'ESTERO

| Denominazione                                 | Sede legale           | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                                     | % Possesso     | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---|-----------------------|----------------|--------|------------------|-------------------------------------|----------------|------------------------------------|--|
| <b>Bluebell Solar Class A Holdings II Llc</b> | Wilmington<br>(USA)   | USA            | USD    | 82.351.634       | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 99,00<br>1,00  |                                    | P.N.   |
| <b>Clarensac Solar SAS</b>                    | Meyreuil<br>(Francia) | Francia        | EUR    | 25.000           | Eni Plen. Op. Fr. SAS<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Enera Conseil SAS<sup>(†)</sup></b>        | Clichy<br>(Francia)   | Francia        | EUR    | 9.690            | Eni G&P France SA<br>Soci Terzi     | 51,00<br>49,00 |                                    | P.N.   |
| <b>EnerOcean SL<sup>(†)</sup></b>             | Malaga<br>(Spagna)    | Spagna         | EUR    | 409.784          | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi  | 25,00<br>75,00 |                                    | P.N.   |
| <b>Novis Renewables Holdings Llc</b>          | Wilmington<br>(USA)   | USA            | USD    | 100              | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 |                                    | P.N.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| Denominazione  | Sede legale             | Sede operativa | Valuta | Capitale<br>Soci |                                     | % Possesso     | % Consolidata<br>di pertinenza Eni | Metodo di<br>consolidamento<br>o criterio<br>di valutazione (*) |
|--|-------------------------|----------------|--------|------------------|-------------------------------------|----------------|------------------------------------|---|
| Novis Renewables Llc <sup>(†)</sup>                    | Wilmington<br>(USA)     | USA            | USD    | 100              | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                    | P.N.  |
| POW - Polish Offshore<br>Wind-Co Sp zoo <sup>(†)</sup> | Varsavia<br>(Polonia)   | Polonia        | PLN    | 5.000            | Eni En. Solutions BV<br>Soci Terzi  | 95,00<br>5,00  |                                    | P.N.  |
| Vårgrønn AS <sup>(†)</sup>                             | Stavanger<br>(Norvegia) | Norvegia       | NOK    | 400.000          | Eni En. Solutions BV<br>Soci Terzi  | 65,00<br>35,00 |                                    | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

## Power

## IN ITALIA

| Denominazione                               | Sede legale              | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci                       | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|--------------------------|----------------|--------|-------------|----------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Società EniPower Ferrara Srl <sup>(†)</sup> | San Donato Milanese (MI) | Italia         | EUR    | 140.000.000 | EniPower SpA<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | 26,01                           | J.O.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

## Corporate e Altre attività

### Corporate e Società finanziarie

#### IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale   | Sede operativa | Valuta | Capitale       | Soci                                | % Possesso                            | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|--|---------------|----------------|--------|----------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---|
| Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl <sup>(†)</sup> | Frascati (RM) | Italia         | EUR    | 1.000.000      | Eni SpA<br>Soci Terzi               | 25,00<br>75,00                        |                                 | Co.   |
| Saipem SpA <sup>(#)(†)</sup>   | Milano        | Italia         | EUR    | 501.669.790,83 | Eni SpA<br>Saipem SpA<br>Soci Terzi | 31,19 <sup>(a)</sup><br>0,02<br>68,79 |                                 | P.N.  |

#### ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale          | Sede operativa | Valuta | Capitale   | Soci                          | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---|----------------------|----------------|--------|------------|-------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Avanti Battery Company <sup>(b)</sup>                 | Natick (USA)         | USA            | USD    | 683        | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| Commonwealth Fusion Systems Llc <sup>(b)</sup>        | Wilmington (USA)     | USA            | USD    | 890        | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| Cool Planet Technologies Ltd <sup>(b)</sup>           | Londra (Regno Unito) | Regno Unito    | GBP    | 1.000      | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| CZero Inc <sup>(b)</sup>                              | Wilmington (USA)     | USA            | USD    | 334        | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| Form Energy Inc <sup>(b)</sup>                        | Somerville (USA)     | USA            | USD    | 1.129      | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| M2X Energy Inc <sup>(b)</sup><br>(ex Obantarla Corp.) | Wilmington (USA)     | USA            | USD    | 99         | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| sHYp BV PBC <sup>(b)</sup>                            | Wilmington (USA)     | USA            | USD    | 86         | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |
| Tecninco Engineering Contractors Llp <sup>(†)</sup>   | Aksai (Kazakhstan)   | Kazakhstan     | KZT    | 29.478.455 | EniProgetti SpA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 |                                 | P.N.  |
| Thiozen Inc <sup>(b)</sup>                            | Wilmington (USA)     | USA            | USD    | 351        | Eni Next Llc<br>Soci Terzi    |                |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20  
Soci Terzi 68,80

(b) L'informazione relativa al capitale sociale si riferisce alle azioni ordinarie.

## Altre attività

### IN ITALIA

| Denominazione          | Sede legale       | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci                         | % Possesso     | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|------------------------|-------------------|----------------|--------|----------|------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| HEA SpA <sup>(†)</sup> | Bologna           | Italia         | EUR    | 50.000   | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 |                                 | Co.   |
| Progetto Nuraghe Scarl | Porto Torres (SS) | Italia         | EUR    | 10.000   | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 48,55<br>51,45 |                                 | P.N.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

## ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

## Exploration &amp; Production

## IN ITALIA

| Denominazione  | Sede legale            | Sede operativa | Valuta | Capitale    | Soci                                   | % Possesso     | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|--|------------------------|----------------|--------|-------------|--|----------------|---|
| BF SpA <sup>(#)</sup>  | Jolanda di Savoia (FE) | Italia         | EUR    | 187.059.565 | Eni Natural Energies SpA<br>Soci Terzi | 3,32<br>96,68  | F.V.  |
| Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione | Pisa                   | Italia         | EUR    | 138.000     | Eni SpA<br>Soci Terzi                  | 16,67<br>83,33 | F.V.  |

## ALL'ESTERO

| Denominazione                             | Sede legale             | Sede operativa | Valuta | Capitale         | Soci                              | % Possesso     | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*) |
|---|-------------------------|----------------|--------|------------------|-----------------------------------|----------------|---|
| Administradora del Golfo de Paria Este SA | Caracas (Venezuela)     | Venezuela      | VED    | 0                | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi    | 19,50<br>80,50 | F.V.  |
| Brass LNG Ltd                             | Lagos (Nigeria)         | Nigeria        | USD    | 1.000.000        | Eni Int. NA NV Sàrl<br>Soci Terzi | 20,48<br>79,52 | F.V.  |
| Darwin LNG Pty Ltd                        | West Perth (Australia)  | Australia      | AUD    | 187.569.921,42   | Eni G&P LNG Aus. BV<br>Soci Terzi | 10,99<br>89,01 | F.V.  |
| New Liberty Residential Co Llc            | West Trenton (USA)      | USA            | USD    | 0 <sup>(a)</sup> | Eni Oil & Gas Inc<br>Soci Terzi   | 17,50<br>82,50 | F.V.  |
| Nigeria LNG Ltd                           | Port Harcourt (Nigeria) | Nigeria        | USD    | 1.138.207.000    | Eni Int. NA NV Sàrl<br>Soci Terzi | 10,40<br>89,60 | F.V.  |
| North Caspian Operating Co NV             | L'Aja (Paesi Bassi)     | Kazakhstan     | EUR    | 128.520          | Agip Caspian Sea BV<br>Soci Terzi | 16,81<br>83,19 | F.V.  |
| Petrolera Güiria SA                       | Caracas (Venezuela)     | Venezuela      | VED    | 0                | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi    | 19,50<br>80,50 | F.V.  |
| Torsina Oil Co                            | Il Cairo (Egitto)       | Egitto         | EGP    | 20.000           | leoc Production BV<br>Soci Terzi  | 12,50<br>87,50 | F.V.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

## Global Gas &amp; LNG Portfolio

## ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale                 | Sede operativa | Valuta | Capitale     | Soci                               | % Possesso     | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|-----------------|-----------------------------|----------------|--------|--------------|------------------------------------|----------------|---|
| Norsea Gas GmbH | Friedeburg-Etzel (Germania) | Germania       | EUR    | 1.533.875,64 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 13,04<br>86,96 | F.V.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Refining &amp; Marketing e Chimica

## Refining &amp; Marketing

## ALL'ESTERO

| Denominazione  | Sede legale                  | Sede operativa | Valuta | Capitale         | Soci                               | % Possesso     | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|--|------------------------------|----------------|--------|------------------|------------------------------------|----------------|--|
| BFS Berlin Fuelling Services GbR                       | Berlino (Germania)           | Germania       | EUR    | 89.199           | Eni Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi    | 12,50<br>87,50 | F.V.   |
| Compañía de Economía Mixta "Austrogas"                 | Cuenca (Ecuador)             | Ecuador        | USD    | 6.863.493        | Eni Ecuador SA<br>Soci Terzi       | 13,38<br>86,62 | F.V.   |
| Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS                  | Nanterre (Francia)           | Francia        | EUR    | 207.500          | Eni France Sàrl<br>Soci Terzi      | 18,00<br>82,00 | F.V.   |
| Dépôts Pétroliers de Fos SA                            | Fos-Sur-Mer (Francia)        | Francia        | EUR    | 3.954.196,40     | Eni France Sàrl<br>Soci Terzi      | 16,81<br>83,19 | F.V.   |
| Joint Inspection Group Ltd                             | Cambourne (Regno Unito)      | Regno Unito    | GBP    | 0 <sup>(a)</sup> | Eni SpA<br>Soci Terzi              | 12,50<br>87,50 | F.V.   |
| Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHB"             | Al Jubail (Arabia Saudita)   | Arabia Saudita | SAR    | 1.200.000.000    | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi          | 10,00<br>90,00 | F.V.   |
| S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc | Tremblay-en-France (Francia) | Francia        | EUR    | 40.000           | Eni France Sàrl<br>Soci Terzi      | 12,50<br>87,50 | F.V.   |
| Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados         | Madrid (Spagna)              | Spagna         | EUR    | 175.713          | Eni Iberia SLU<br>Soci Terzi       | 15,45<br>84,55 | F.V.   |
| Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR               | Amburgo (Germania)           | Germania       | EUR    | 4.953            | Eni Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi    | 12,50<br>87,50 | F.V.   |
| TAR - Tankanlage Ruemlang AG                           | Ruemlang (Svizzera)          | Svizzera       | CHF    | 3.259.500        | Eni Suisse SA<br>Soci Terzi        | 16,27<br>83,73 | F.V.   |
| Tema Lube Oil Co Ltd                                   | Accra (Ghana)                | Ghana          | GHS    | 258.309          | Eni International BV<br>Soci Terzi | 12,00<br>88,00 | F.V.   |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

## Corporate e Altre attività

### Corporate e Società finanziarie

#### ALL'ESTERO

| Denominazione   | Sede legale             | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci                               | % Possesso    | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---|-------------------------|----------------|--------|----------|------------------------------------|---------------|---|
| New Energy One Acquisition Corporation Plc <sup>(#)</sup> | Londra<br>(Regno Unito) | Regno Unito    | GBP    | 71.875   | Eni International BV<br>Soci Terzi | 3,92<br>96,08 | F.V.  |

### Altre attività

#### IN ITALIA

| Denominazione                           | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci                         | % Possesso     | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup> |
|---|-------------|----------------|--------|----------|------------------------------|----------------|---|
| Ottana Sviluppo ScpA<br>(in fallimento) | Nuoro       | Italia         | EUR    | 516.000  | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 30,00<br>70,00 | F.V.  |

(\*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

## Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

### Imprese consolidate con il metodo integrale

#### IMPRESE INCLUSE (N. 113)

|   |                          |                            |                            |
|---|--------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Agrikroton Srl - Società Agricola                 | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Anberia Invest SLU                                | Madrid                   | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Borgia Wind Srl                                   | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Brazoria Class B Member Llc                       | Dover                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Brazoria HoldCo Llc                               | Dover                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Corazon Energy Class B Llc                        | Dover                    | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Corazon Energy Llc                                | Dover                    | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Corazon Tax Equity Partnership Llc                | Dover                    | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Corlinter 5000 SLU                                | Madrid                   | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Corridonia Energia Srl                            | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Dynamica Srl                                      | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Ecoener Srl                                       | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Ekain Renovables SLU                              | Madrid                   | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Elettro Sannio Wind 2 Srl                         | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Energía Eólica Boreas SLU                         | Madrid                   | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Enerkall Srl                                      | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Eni Corridor Srl                                  | San Donato Milanese (MI) | Global Gas & LNG Portfolio | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni New Energy Australia Pty Ltd                  | Perth                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni New Energy Batchelor Pty Ltd                  | Perth                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni New Energy Katherine Pty Ltd                  | Perth                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd                 | Perth                    | Plenitude                  | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA  | Atene                    | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Eni Qatar BV                                      | Amsterdam                | Exploration & Production   | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni Sustainable Mobility SpA                      | Roma                     | Refining & Marketing       | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV | Città del Messico        | Refining & Marketing       | Sopravvenuta rilevanza     |
| Eolica Cuellar de la Sierra SLU                   | Madrid                   | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Eolica Pietramontecorvino Srl                     | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Eolica Wind Power Srl                             | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl        | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Export LNG Ltd                                    | Hong Kong                | Exploration & Production   | Acquisizione               |
| Faren Srl   | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| FAS Srl   | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Fotovoltaica Escudero SLU                         | Valencia                 | Plenitude                  | Acquisizione del controllo |
| Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl               | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| FV4P Srl  | Forlì (FC)               | Plenitude                  | Acquisizione               |
| Gemsa Solar Srl                                   | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |
| GPC Uno Srl                                       | Cesena (FC)              | Plenitude                  | Acquisizione               |

|                                       |             |           |              |
|---------------------------------------|-------------|-----------|--------------|
| GPC Due Srl                           | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Green Parity Srl                      | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Guajillo Energy Storage Llc           | Dover       | Plenitude | Acquisizione |
| Guilleus Consulting SLU               | Madrid      | Plenitude | Acquisizione |
| Inveese SAS                           | Bogotà      | Plenitude | Acquisizione |
| Lugo Società Agricola Srl             | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Lugo Solar Tech Srl                   | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Marano Solar Srl                      | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Marano Solare Srl                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Marcellinara Wind Srl                 | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Miburia Trade SLU                     | Madrid      | Plenitude | Acquisizione |
| Micropower Srl                        | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Molinetto Srl                         | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Monte San Giusto Solar Srl            | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Montefano Energia Srl                 | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Olivadi Srl                           | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Pescina Wind Srl                      | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Pieve5 Srl                            | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Colombia SAS                      | Bogotà      | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Energia Srl                       | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Engineering Colombia SAS          | Bogotà      | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Engineering Romania Srl           | Cluj-Napoca | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Engineering Spagna SLU            | Madrid      | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Engineering Srl                   | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Puregreen SpA                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Spagna SL                         | Madrid      | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Wind 2020 Srl                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| PLT Wind 2022 SpA                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Pollenza Sole Srl                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Punes Trade SLU                       | Madrid      | Plenitude | Acquisizione |
| Ravenna 1 FTV Srl                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| RF-AVIO Srl                           | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| RF-Cavallerizza Srl                   | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Ruggiero Wind Srl                     | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SAV - Santa Maria Srl                 | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SEF Green Srl                         | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |

|  |             |           |              |
|--|-------------|-----------|--------------|
| SEF Miniwind Srl                             | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SEF Solar Abruzzo Srl                        | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SEF Solar II Srl                             | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SEF Solar Srl                                | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SEF Srl                                      | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV1 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV2 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV3 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV4 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV5 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV6 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV7 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV8 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV9 Single Member Private Company        | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV10 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV11 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV12 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV13 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV14 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV15 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV16 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV17 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV18 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV19 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| SKGRPV20 Single Member Private Company       | Atene       | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola Agricentro Srl              | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola Casemurate Srl              | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola Isola d'Agri Srl            | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola L'Albero Azzurro Srl        | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Società Agricola SEF Bio Srl                 | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Timpe Muzzunetti 2 Srl                       | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Vivaro FTV Srl                               | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| VRG Wind 127 Srl                             | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| VRG WIND 149 Srl                             | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| W-Energy Srl                                 | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Wind Salandra Srl                            | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Wind Turbines Engineering 2 Srl              | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |
| Windsol Srl                                  | Cesena (FC) | Plenitude | Acquisizione |

## IMPRESE ESCLUSE (N. 30)

|  |                          |                          |                          |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola                                     | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola                                     | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola                                    | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola                          | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Gardilliana Società Agricola Srl                               | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl                                 | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola                                     | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl                                   | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl                                   | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl                                 | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola                          | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola                                  | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata | San Donato Milanese (MI) | Refining & Marketing     | Fusione                  |
| Eni AEP Ltd  | Londra                   | Exploration & Production | Cessione                 |
| Eni Angola SpA   | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Perdita del controllo    |
| Eni Angola Exploration BV  | Amsterdam                | Exploration & Production | Perdita del controllo    |
| Eni Angola Production BV   | Amsterdam                | Exploration & Production | Perdita del controllo    |
| Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd                                      | Karachi                  | Exploration & Production | Cessione                 |
| Eni North Sea Wind Ltd   | Londra                   | Plenitude                | Perdita del controllo    |
| Eni Mozambique Engineering Ltd   | Londra                   | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| Eni Pakistan Ltd   | Londra                   | Exploration & Production | Cessione                 |
| Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl  | Lussemburgo              | Exploration & Production | Cessione                 |
| Eni South Africa BV  | Amsterdam                | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| Eni West Africa SpA  | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| Eolica Lucana Srl  | Milano                   | Plenitude                | Fusione                  |
| Green Energy Management Services Srl                                       | Roma                     | Plenitude                | Fusione                  |
| Ing. Luigi Conti Vecchi SpA  | Assemini (CA)            | Altre attività           | Cessione                 |
| Instalaciones Martínez Díez SLU  | Torrelavega              | Plenitude                | Fusione                  |
| Mizamtec Operating Company S. de RL de CV                                  | Città del Messico        | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| Padanaplast Srl  | Roccabianca (PR)         | Chimica                  | Fusione                  |

## Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

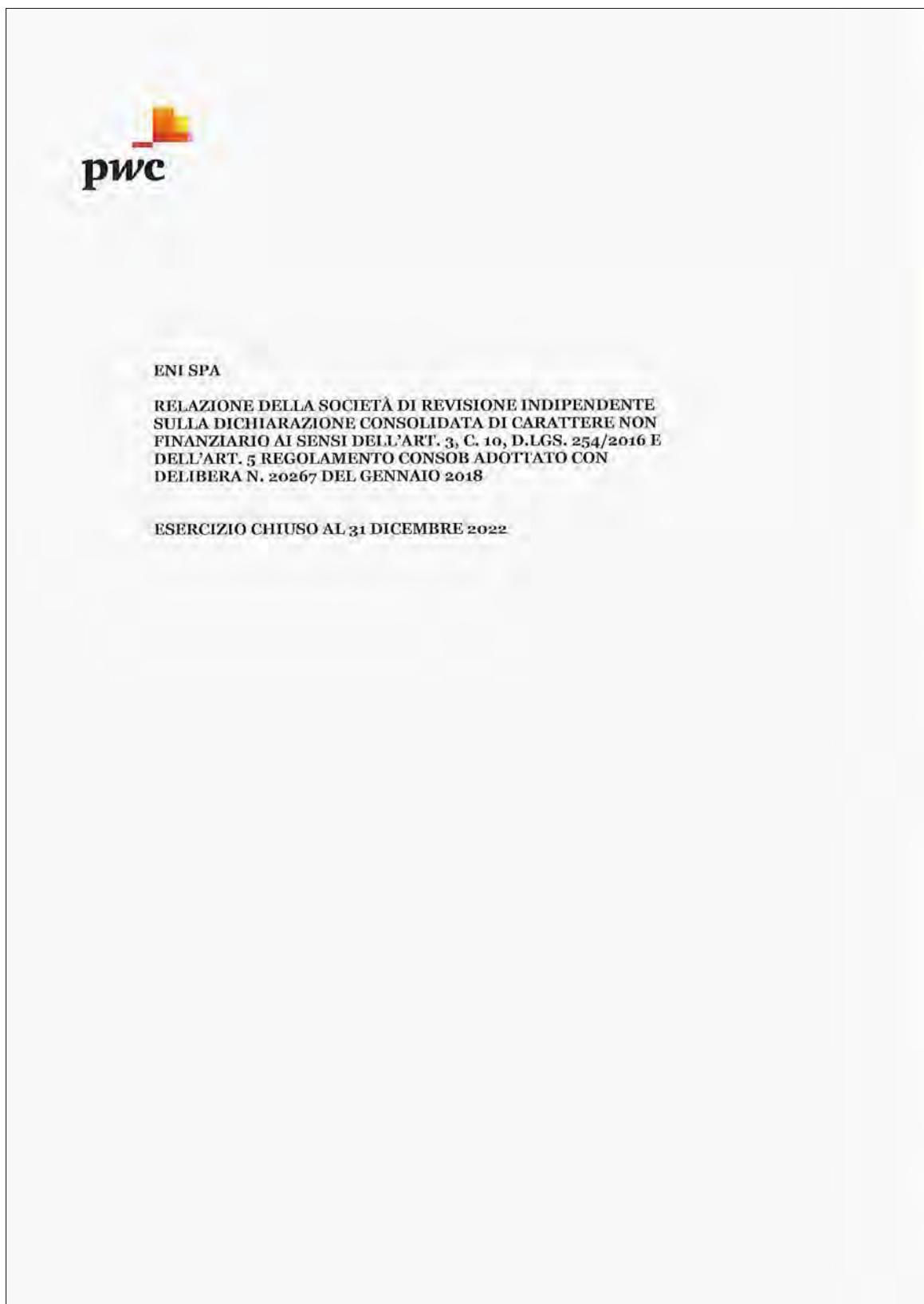
| (€ migliaia)                  | Revisore della capogruppo |                                    |               | Rete del revisore della capogruppo |                                    |               | Totale               |                                    |               |
|-------------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------|----------------------|------------------------------------|---------------|
|                               | Società capogruppo        | Società controllate <sup>(1)</sup> | Gruppo Eni    | Società capogruppo                 | Società controllate <sup>(1)</sup> | Gruppo Eni    | Società capogruppo   | Società controllate <sup>(1)</sup> | Gruppo Eni    |
| Revisione legale dei conti    | 8.908                     | 5.216                              | 14.124        | 14                                 | 9.499                              | 9.513         | 8.922                | 14.716                             | 23.637        |
| Servizi di attestazione       | 123                       | 307                                | 430           | -                                  | 288                                | 288           | 123                  | 595                                | 718           |
| Servizi di consulenza fiscale | -                         | -                                  | -             | -                                  | 11                                 | 11            | -                    | 11                                 | 11            |
| Altri servizi                 | 1.233                     | 1.115                              | 2.348         | -                                  | 485                                | 485           | 1.233 <sup>(2)</sup> | 1.600 <sup>(3)</sup>               | 2.834         |
| <b>Totale corrispettivi</b>   | <b>10.264</b>             | <b>6.638</b>                       | <b>16.902</b> | <b>14</b>                          | <b>10.284</b>                      | <b>10.298</b> | <b>10.278</b>        | <b>16.922</b>                      | <b>27.200</b> |

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.

(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.

(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: (i) emissione di comfort letter, (ii) procedure di verifica concordate e (iii) certificazione tariffe.

# Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario





## Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato (*limited assurance engagement*) della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 predisposta ai sensi dell'art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 16 marzo 2023 (di seguito "DNF").

L'esame limitato da noi svolto non si estende alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della DNF, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

### Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai *Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards* definiti nel 2016, e aggiornati al 2021, dal GRI – *Global Reporting Initiative* (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuato come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

### PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 I.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880135 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 305 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Piacapetra 9 Tel. 010 29011 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Venezia 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - Pescara 66127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Fellissent 90 Tel. 0422 606011 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscelle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

[www.pwc.com/it](http://www.pwc.com/it)



### **Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità**

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

### **Responsabilità della società di revisione**

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio *International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'*ISAE 3000 Revised (reasonable assurance engagement)* e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2022;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
  - a. modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
  - b. politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
  - c. principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.
 Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);
5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.



In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di capogruppo,
  - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
  - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
- per le seguenti società e siti, Eni Australia BV (Sito di Blacktip YGP), Eni Tunisia BV (Sito di Tazerka), Nigerian Agip Oil Co Ltd (Installazione OB/OB), Versalis SpA (Stabilimento di Brindisi), Eni New Energy SpA (Stabilimento di Assemini), Eni Rewind SpA (Stabilimento di Porto Torres) e Eni SpA (GTR&M - Stabilimento di Robassomero), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

### **Conclusioni**

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Le nostre conclusioni sulla DNF del Gruppo Eni non si estendono alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della stessa, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

Roma, 5 aprile 2023

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota  
(Revisore Legale)

Paolo Bersani  
(Procuratore)

# Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato



**Relazione della società di revisione indipendente**  
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del  
Regolamento (UE) n° 537/2014

**Eni SpA**

**Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022**



## **Relazione della società di revisione indipendente**

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della  
Eni SpA

### **Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato**

#### **Giudizio**

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2022, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2022, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

#### **Elementi alla base del giudizio**

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

#### **Aspetti chiave della revisione contabile**

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

#### **PricewaterhouseCoopers SpA**

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimna 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 666911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Posolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

[www.pwc.com/it](http://www.pwc.com/it)



**Aspetti chiave**

**Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave**

**Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, anche in considerazione degli impatti della transizione energetica e dei cambiamenti climatici**

*Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 12 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 14 "Attività immateriali", Nota 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione", Nota 16 "Partecipazioni" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato*

Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 40.492 milioni, "Attività esplorativa e di appraisal E&P" per Euro 1.395 milioni, "Immobilitazioni in corso E&P" per Euro 7.627 milioni, diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 2.653 milioni, "Diritti e potenziale esplorativo" per Euro 793 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2022 ammonta ad Euro 8.817 milioni.

Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2022, pari ad Euro 7.314 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2022 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.018 milioni.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari, delle partecipazioni operanti nel settore E&P contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle ulteriori voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:

- (i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle



### Aspetti chiave

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2022 le svalutazioni al netto delle riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di beni in leasing, riferiti al settore E&P, sono pari ad Euro 432 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, che includono:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve, che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi, di costi operativi, compresi gli oneri legati alla compensazione della CO<sub>2</sub> relativamente alle aree geografiche dove vi sono obblighi legali, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (iv) le proiezioni di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, elaborate sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta nel lungo termine, considerando la possibile evoluzione del mix energetico globale al 2050 in relazione agli impegni di decarbonizzazione degli Stati e dell'EU in vista del conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, la crescita economica e demografica,

### Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave

tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei "Diritti e potenziale esplorativo" e alla "Attività esplorativa e di appraisal E&P" abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel 2050, anche attraverso target intermedi al 2030 e 2040, fissati dal Gruppo e riflessi nel Piano Strategico 2023-2026.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento.

Con riferimento all'*impairment test* sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
- (ii) per un campione di *cash generating unit* ("CGU"), abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti e che essi, nel loro complesso, siano consistenti con gli obiettivi strategici di decarbonizzazione;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dal Gruppo, che includono assunzioni sulle proiezioni dei prezzi degli idrocarburi e dei costi della CO<sub>2</sub> dello scenario di decarbonizzazione denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA;
- (iv) abbiamo effettuato specifici incontri con



**Aspetti chiave**

l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori che possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda di idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili; dette variabili sono state considerate nell'ambito della strategia del Gruppo che prevede il raggiungimento della neutralità carbonica nel 2050 attraverso target intermedi al 2030 e 2040;

- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

In considerazione della significatività e soggettività delle assunzioni summenzionate, il management di Eni ha elaborato delle analisi di sensitività dei valori degli assets Oil & Gas che tengono in considerazione: (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) le proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO<sub>2</sub> dello scenario di decarbonizzazione, compatibile con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5° C, denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) ed elaborato dalla *International Energy Agency* ("IEA").

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

**Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave**

il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di impairment in coerenza con il Piano Strategico 2023-2026 del Gruppo e gli obiettivi di medio/lungo termine.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti della funzione *Valuations & Economics* e della funzione *Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2023 - 2026 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima di un campione dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Inoltre, abbiamo verificato la ragionevolezza e accuratezza dei costi che il Gruppo sosterrà per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni nette di CO<sub>2</sub> in coerenza con le strategie di decarbonizzazione nel 2050, attraverso target intermedi al 2030 e 2040, fissati dal Gruppo e riflessi nel Piano Strategico 2023-2026.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza delle stesse, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e ai correlati rischi climatici, inclusa la transizione energetica.



### ***Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato***

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

### ***Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato***

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;



- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

#### ***Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014***

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.



## ***Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari***

### ***Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815***

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Alcune informazioni contenute nelle note al bilancio consolidato quando estratte dal formato XHTML in un'istanza XBRL, a causa di taluni limiti tecnici, potrebbero non essere riprodotte in maniera identica rispetto alle corrispondenti informazioni visualizzabili nel bilancio consolidato in formato XHTML.

### ***Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98***

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2022, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2022 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2022 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

### ***Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254***

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n.254.

Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.



Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 5 aprile 2023

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Massimo Rota', written over a faint, light blue circular stamp or watermark.

Massimo Rota  
(Revisore legale)

# Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio



**Relazione della società di revisione indipendente**  
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del  
Regolamento (UE) n° 537/2014

**Eni SpA**

**Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022**



## **Relazione della società di revisione indipendente**

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della  
Eni SpA

---

### **Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio**

---

#### **Giudizio**

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2022, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2022, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

#### **Elementi alla base del giudizio**

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

#### **Aspetti chiave della revisione contabile**

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

---

#### **PricewaterhouseCoopers SpA**

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.800.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12079880155 Iscritta al n° 119641 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 00131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3607501 - **Catania** 05129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275011 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0423 606011 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25780 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393341

[www.pwc.com/it](http://www.pwc.com/it)



### Aspetti chiave

**Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, anche in considerazione degli impatti della transizione energetica e dei cambiamenti climatici**

*Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio.*

Le voci Immobili, impianti e macchinari accoglie importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 2.900 milioni e "Immobilitazioni in corso E&P" per Euro 417 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2022 ammonta ad Euro 3.115 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2022 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 415 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato aggiornando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2022 non sono state effettuate riprese di valore e/o svalutazioni degli asset minerari riferiti al settore E&P.

### Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle ulteriori voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a



**Aspetti chiave**

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, che includono:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi, di costi operativi, compresi gli oneri legati alla compensazione della CO<sub>2</sub>, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (iv) le proiezioni di prezzo di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, elaborate sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta nel lungo termine, considerando la possibile evoluzione del mix energetico globale al 2050 in relazione agli impegni di decarbonizzazione degli Stati e dell'EU in vista del conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori che possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda di idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili; dette variabili sono state considerate nell'ambito della strategia della Società che prevede il raggiungimento della neutralità carbonica nel 2050 attraverso target intermedi al 2030 e 2040;
- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

In considerazione della significatività e soggettività delle assunzioni summenzionate, il management di Eni ha elaborato delle analisi di sensitività dei valori degli assets Oil & Gas che tengono in considerazione: (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) le proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO<sub>2</sub> dello scenario di decarbonizzazione, compatibile con il mantenimento del

**Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave**

campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment test* sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
- (ii) per un campione di *cash generating unit* ("CGU"), abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti e che essi, nel loro complesso, siano consistenti con gli obiettivi strategici di decarbonizzazione;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società, che includono assunzioni sulle proiezioni dei prezzi degli idrocarburi e dei costi della CO<sub>2</sub>, dello scenario di decarbonizzazione denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA;
- (iv) abbiamo effettuato specifici incontri con il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di *impairment* in coerenza con il Piano Strategico 2023-2026 della Società e gli obiettivi di medio/lungo termine.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti della funzione *Valuations & Economics*, e della funzione *Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2023 - 2026 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi



#### **Aspetti chiave**

riscaldamento globale entro la soglia di 1,5° C, denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) ed elaborato dalla *International Energy Agency* ("IEA").

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

#### **Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave**

utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Inoltre, abbiamo verificato la ragionevolezza e accuratezza dei costi che la Società sosterrà per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni nette di CO<sub>2</sub> in coerenza con le strategie di decarbonizzazione nel 2050, attraverso target intermedi al 2030 e 2040, fissati dalla Società e riflessi nel Piano Strategico 2023-2026.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

#### **Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio**

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

#### **Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio**

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui



sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.



#### ***Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014***

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

---

#### ***Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari***

##### ***Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815***

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio d'esercizio alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

##### ***Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98***

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2022, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2022 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2022 e sono redatte in conformità alle norme di legge.



Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 5 aprile 2023

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Massimo Rota', written over a horizontal line.

Massimo Rota  
(Revisore legale)

# Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale, il cui mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022, composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Giovanna Ceribelli e Marco Seracini, Sindaci effettivi nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 maggio 2020 e Marcella Caradonna Sindaco effettivo – nominato ad integrazione del Collegio Sindacale dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 12 maggio 2021 in sostituzione del Sindaco Roberto Maglio subentrato in qualità di Sindaco Supplente nel settembre 2020 al Sindaco dimissionario Mario Notari.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Corporate Governance. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

## Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2022, il Collegio si è complessivamente riunito 20 volte con la partecipazione sempre di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione ciascuno. Il Collegio ha assistito, inoltre, nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giu-

stificata di un Sindaco ad una riunione consiliare. Nel 2022 i Sindaci Giovanna Ceribelli e Marco Seracini hanno effettuato rispettivamente n° 3 e n° 4 attività individuali di controllo nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile".

Inoltre, il Collegio Sindacale: i) ha partecipato, o per il tramite del Presidente o di altri Sindaci effettivi, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro la Presidente del Collegio Sindacale; ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per gli organi sociali.

In tale ambito il Collegio Sindacale:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Corporate Governance delle società quotate di gennaio 2020 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2020. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio ai sensi di legge e del succitato Codice di Corporate Governance;
- ha verificato la conformità delle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alla distribuzione dei dividendi e all'emissione di prestiti obbligazionari;
- ha espresso parere favorevole ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile in relazione al nuovo Piano di incentivazione azionario di lungo termine 2023-2025, per quanto concerne l'Amministratore Delegato, che sarà sottoposto all'approvazione da parte della prossima Assemblea degli azionisti.

## Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, il Collegio Sindacale ha

condotto un processo di autovalutazione relativamente alla propria composizione e al proprio operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Crisci & Partners) per rafforzarne l'obiettività, ha evidenziato, nel complesso, l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio, giunto al suo terzo anno di mandato. Il processo ha confermato, inoltre, la complessiva adeguatezza della composizione del Collegio Sindacale in termini di esperienze, competenze e conoscenze diversificate. È stato confermato, altresì, l'impegno del Collegio Sindacale nella costante interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state inoltre ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile.

Inoltre, il Collegio, essendo giunto al termine del suo mandato e in coerenza con quanto auspicato dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e in analogia a quanto previsto dal Codice di Corporate Governance per il Consiglio di Amministrazione, ha redatto il documento *"Orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa ottimale del Collegio Sindacale"* che sarà eletto dall'Assemblea di maggio 2023, disponibile sul sito aziendale. Tale documento intende fornire agli Azionisti una sintesi tratta dall'esperienza del Collegio uscente e dagli esiti dell'autovalutazione circa i requisiti professionali e personali che, in aggiunta a quelli di legge, si sono rivelati essenziali per consentire al Collegio di Eni l'efficace azione di vigilanza che emerge dal documento di autovalutazione. In linea con quanto raccomandato dalle predette Norme di Comportamento, il documento relativo agli Orientamenti agli Azionisti si conclude con la descrizione dell'impegno richiesto al Collegio nel suo complesso, così da consentire la determinazione di un'adeguata remunerazione di quello che sarà nominato per il prossimo triennio.

#### **Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sulle operazioni con società controllate o altre parti correlate**

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente

imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2022, in conformità a quanto previsto dal Piano Strategico 2022-2025 e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in più volte, per un periodo fino al 30 aprile 2023 – azioni della Società per un numero massimo pari al 10% delle azioni ordinarie (e al 10% del capitale sociale) in cui è suddiviso il capitale sociale di Eni SpA (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio, pari allo 0,89% del capitale sociale post annullamento), per un esborso complessivo fino a 2.500 milioni di euro, in funzione dello scenario del prezzo del Brent secondo i criteri stabiliti dal Consiglio di Amministrazione, vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili, ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile finché le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio per un controvalore complessivo di 2.400 milioni di euro, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'assegnazione di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal *"Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019"* approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017, al 31 dicembre 2022 Eni SpA detiene n. 226.097.834 azioni proprie pari al 6,33% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 2.937 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo. Il Collegio Sindacale ha verificato, altresì, la conformità della delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione in relazione all'acquisto di azioni proprie, annunciato al mercato il 23 febbraio 2023 nell'ambito del *Capital Markets Day* e che sarà sottoposto all'approvazione della prossima Assemblea degli Azionisti;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"* - emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata, da ultimo, il 27 maggio 2021 - ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre, nella riunione del 26 gennaio 2023, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate espli-

citandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dei relativi corrispettivi, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e tenuto conto delle specificità delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

#### Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale PwC ha rilasciato in data odierna, 5 aprile, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2022, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione, con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, inoltre, il giudizio senza rilievi sulla conformità del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di predisposizione dell'informativa finanziaria nel formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – European Single Electronic Format). La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, sempre in data odierna, la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale *foreign private issuer* quotato al NYSE. Nel Form 20-F è contenuta altresì l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adequazione del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanzia-

rio e di informazioni sulla diversità, e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Non sono stati attribuiti a PwC incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni; inoltre, i servizi consentiti, diversi dalla revisione, sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale che ne ha valutato l'adequazione alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio Sindacale non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale, avuto riguardo all'interesse di Eni di garantire il pieno rispetto degli standard di qualità che devono caratterizzare le procedure di revisione nonché l'indipendenza del revisore, ha altresì esaminato e approfondito le istanze avanzate da PwC in merito al contratto di revisione legale, con particolare riferimento al riconoscimento della variazione dell'indice inflativo per l'adeguamento dei corrispettivi, prevista nell'Accordo Quadro sottoscritto per l'incarico di revisione del novennio 2019/2027. La richiesta deriva dall'aumento significativo dell'indice inflativo registrato nel 2022, nell'ambito di un contesto economico mondiale che si discosta significativamente rispetto a quanto ipotizzabile nel 2017, anno in cui furono ricevute le offerte di gara per il mandato di revisione 2019-2027. Sulla base delle procedure interne che regolano il rapporto con la società di revisione, acclarato che la fattispecie in commento rientra tra le "circostanze imprevedibili e/o eccezionali" al momento della stipula del contratto, ad esito di approfondita istruttoria da parte delle competenti funzioni di Eni, è stata attivata la modifica dell'Accordo Quadro, a decorrere dall'esercizio 2022.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare il Collegio Sindacale ha proseguito il percorso, definito nel 2021, di rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio stesso e la società

di revisione, nell'ambito delle rispettive responsabilità e competenze, che prevede, tra l'altro, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, anche approfondimenti con i team di specialisti di PwC che partecipano alle attività di revisione, oltretutto con la leadership di PwC. Particolare attenzione è stata rivolta al monitoraggio del sistema di controllo di qualità del revisore. In modo condiviso con la società di revisione, il Collegio Sindacale ha altresì avviato un'attività di periodico monitoraggio dei cd. "Audit Quality Indicators", in particolare in tema di indipendenza, competenze, organizzazione ed effort del revisore di Eni, quale strumento per apprezzare l'efficacia e la qualità delle attività di revisione legale nel tempo.

Nel corso delle riunioni, e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale, non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale ha vigilato, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sui principali impatti per il gruppo Eni connessi all'evoluzione dello scenario macroeconomico, nonché alle conseguenze della guerra in Ucraina, descritti nelle sezioni "Fattori di rischio ed incertezza" e "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione Finanziaria Annuale.

#### Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

- i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
- ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, in particolare, sono state rappresentate le analisi e le azioni implementative delle disposizioni europee in materia di tassonomia sugli investimenti sostenibili - Regolamento (UE) 2020/852 (cd. "Taxonomy Regulation") - che definiscono le condizioni per l'identificazione delle attività economiche che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale;
- iv) l'esame delle Relazioni, semestrale ed annuale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono state definite, e in parte già completate, le relative azioni correttive;
- v) l'esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2021 - istituito secondo le Linee

Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale - dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative. In tale ambito il Collegio Sindacale è stato informato che Eni ha avviato l'iter di adesione al regime di Adempimento collaborativo istituito con il decreto legislativo 5 agosto 2015, n. 128, rubricato "Disposizioni sulla certezza del diritto nei rapporti tra fisco e contribuente, in attuazione degli articoli 5, 6 e 8, comma 2, della legge 11 marzo 2014, n. 23";

- vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
  - esiti delle attività di Risk Assessment e monitoraggio dei principali rischi Eni per l'anno 2022. In particolare, è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei "Top Risk", tra cui i rischi strategici e più strettamente legati alla trasformazione del business di Eni (rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica, rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi delle commodity e alla contrazione della domanda/contexto competitivo), i rischi "Paese" (tra cui in particolare il rischio geopolitico in relazione, tra l'altro, al conflitto in Ucraina e il Credit & Financing Risk) e i rischi esterni (rischio biologico collegato all'evoluzione del Covid-19 e rischio connesso all'evoluzione della normativa del settore energy);
  - approfondimento delle azioni e delle principali leve di mitigazione previste nel Piano Strategico 2023-2026 rispetto ai principali rischi a livello di gruppo Eni anche attraverso un modello di "Valutazione Integrata dei Rischi" che consente di valorizzare, tra l'altro, la capacità di resilienza della società ad uno scenario avverso rispetto ad un sub-portafoglio significativo di rischi per ciascun anno del Piano Quadriennale. I rischi collegati al Piano Strategico sono altresì oggetto di continuo monitoraggio in relazione agli sviluppi del contesto interno ed esterno;
  - risultanze del modello di "Integrated Country Risk" sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi di maggiore rilevanza in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni, sia interne all'azienda sia esterne, sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, *operational*, security e salute, ambiente e sostenibilità;
- vii) l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno degli strumenti normativi relativi agli ambiti di Compliance presidiati. Tra i diversi ambiti di compliance, anche in relazione al richiamo di attenzione Consob 3/22 del 19 maggio 2022, il Collegio

Sindacale ha effettuato un approfondimento sui presidi di controllo volti a mitigare il rischio di non conformità delle attività aziendali rispetto alle disposizioni dei programmi sanzionatori nazionali ed internazionali tra cui le misure restrittive adottate nei confronti della Russia;

- viii) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, *"non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere nel suo complesso non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni"*;
- ix) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/ autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;
- x) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *"Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione"* della presente Relazione;
- xi) gli scambi informativi, sia documentali che mediante specifici incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi, anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate, senza rilevare criticità o punti di attenzione da riportare nella presente Relazione;
- xii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;
- xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/2001, av-

viati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- il procedimento relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane in merito al quale, in data 17 marzo 2021, il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena "perché il fatto non sussiste", nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, e di funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento. All'udienza fissata per l'appello, il 19 luglio 2022, la Procura Generale presso il Tribunale di Milano ha rinunciato all'appello della sentenza di primo grado. Successivamente la Corte di appello di Milano in data 11 novembre 2022 ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado, dichiarando inammissibile l'appello del Pubblico Ministero e rigettando l'appello della parte civile Nigeria volto a ottenere un risarcimento nell'ambito del procedimento. Conseguentemente, è divenuta definitiva l'assoluzione con la formula *"perché il fatto non sussiste"* per tutti gli imputati, persone fisiche e giuridiche. In data 24 marzo 2023 la Repubblica Federale della Nigeria ha depositato ricorso per Cassazione avverso la predetta sentenza della Corte di appello di Milano dell'11 novembre 2022; la parte civile chiede l'annullamento della sentenza impugnata con rinvio al giudice civile competente, ai soli fini delle statuizioni civili;
- il procedimento avviato nel 2017 da parte della Procura della Repubblica di Milano che coinvolge, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, dipendenti ed ex dipendenti di Eni per diverse ipotesi di reato, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al suddetto procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita già nel maggio 2019 persona offesa nell'ambito del procedimento. In data 30 giugno 2022 si è avuto notizia del provvedimento della Procura di stralcio dal procedimento, ai fini di una successiva richiesta di archiviazione, in relazione alle posizioni di Eni SpA, e dei soggetti apicali indagati, a conferma della loro estraneità dalle contestazioni contenute nell'avviso di conclusioni indagini del dicembre 2021. Successivamente si è avuto notizia che il procedimento è stato trasferito per competenza territoriale presso la Procura di Brescia che nel mese di febbraio 2023 lo ha rimandato alla Procura di Milano. Nel marzo 2023 la Procura della Repubblica di Milano ha emesso decreto di archiviazione per Eni SpA ed ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio per le altre posizioni,

che ricalca sostanzialmente il contenuto dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari del dicembre 2021. La società, l'Amministratore Delegato ed il Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni – tra gli altri – sono individuati dalla Procura come persone offese. Il Collegio Sindacale sta continuando a monitorare l'evoluzione del procedimento attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società al fine di poter esprimere valutazioni relativamente ai diversi aspetti della vicenda in oggetto per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno;

- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni, per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015 e per "omessa comunicazione di conflitto di interessi" ex art. 2629 bis del codice civile, in capo all'Amministratore Delegato di Eni, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate di Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007–2018. Nel mese di febbraio 2023 è intervenuto il decreto di archiviazione da parte del Giudice per le indagini preliminari per tutte le persone fisiche indagate nell'ambito del procedimento. L'archiviazione ha ad oggetto sia l'ipotesi di corruzione internazionale - riquilificata in induzione indebita a dare o promettere utilità - che aveva riguardato - tra gli altri - l'allora Chief Development, Operations & Technology Officer di Eni sia la separata ipotesi di omessa dichiarazione del conflitto di interessi in capo all'Amministratore Delegato, rilevando la totale assenza degli elementi per la configurabilità del reato prospettato dalla Procura di Milano.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e, più in generale, del Risk Management Integrato, anche ai fini delle previsioni del Codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabi-

li o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", da ultimo il 17 aprile 2020. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni, inoltrate da persone Eni o da terzi, anche in forma confidenziale o anonima, afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti riferibili a persone di Eni posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 per le società italiane, o Modelli di Compliance per le controllate estere, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi). La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" e fa parte, altresì, degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline "Anti-Corruzione". La procedura risponde, inoltre, agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria (Direttiva UE n. 95/2014 sulla disclosure delle informazioni di carattere non finanziario, attuata con D.Lgs. n. 254/2016).

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2022 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2022 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 78 fascicoli di segnalazioni (73 nel 2021). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2022 sono stati chiusi n. 77 fascicoli (74 nel 2021). In particolare, relativamente ai predetti 77 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2022, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 26 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (23 nel 2021). Per i restanti 51 fascicoli (51 nel 2021) gli accertamenti condotti, fermi restando i limiti propri delle attività di Internal Audit e dei relativi strumenti a disposizione, non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati ovvero non è stato possibile confermare o escludere la fondatezza delle segnalazioni. Ad esito degli accertamenti sono state adottate le opportune azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Al 31 dicembre 2022, restavano aperti n. 16 fascicoli (15 al 31 dicembre 2021). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

### Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa e sull'attività di direzione e coordinamento

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza della struttura organizzativa in coerenza con la strategia di decarbonizzazione e la trasformazione in atto. Il Collegio Sindacale ha vigilato, inoltre, sull'implementazione del "Nuovo sistema normativo di Eni" che rappresenta l'insieme degli strumenti che definiscono per Eni SpA e per le sue società controllate i modelli di riferimento per le tematiche etiche, di compliance e di corporate governance, nonché i processi aziendali e le relative modalità operative. Il Sistema Normativo è stato progettato con architettura *risk-based* per rispondere all'obiettivo di rendere il Sistema stesso sufficientemente flessibile per tenere conto dell'evoluzione di Eni verso un modello satellitare composto da realtà sempre più dotate di un'identità propria, consentendo altresì di delegare maggiormente alcune responsabilità esecutive. È stato inoltre progettato in modo da garantire coerenza trasversale nella gestione delle attività di Eni, assicurando l'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA nei confronti delle società controllate nel rispetto dell'autonomia delle stesse, nonché una gestione efficace ed efficiente dei rischi.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2022, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile", relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successive modifiche), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di

Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2022, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria, rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

### Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

### Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio, il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

5 aprile 2023

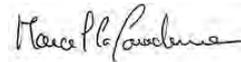
Rosalba Casiraghi



Enrico Maria Bignami



Marcella Caradonna



Giovanna Ceribelli



Marco Seracini





## **Eni SpA**

### [Sede Legale](#)

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

### [Altre Sedi](#)

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

### [Contatti](#)

[eni.com](http://eni.com)

+39-0659821

800940924

[segreteria@societaria.azionisti@eni.com](mailto:segreteria@societaria.azionisti@eni.com)

### [Ufficio rapporti con gli investitori](#)

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: [investor.relations@eni.com](mailto:investor.relations@eni.com)

### [Layout, impaginazione e supervisione](#)

K-Change - Roma

