# Relazione Finanziaria Annuale 2024

eni

# 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 2024

## Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione integrata 2024 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 Responsability 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, sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo www.1info.it

## 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 rischiosità 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'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.

## LEGENDA

- Link alla Relazione sulla Gestione e al Bilancio consolidato
- Link interni alla Rendicontazione di Sostenibilità
- Link esterni

Lettera agli azionisti

## Relazione sulla gestione


Attività 6
Modello di business 8
Principali eventi dell'anno 12
Eni in sintesi 14
Strategia 18
Risk Management Integrato 22
Governance 28

ANDAMENTO OPERATIVO
Exploration & Production 42
Global Gas & LNG Portfolio e Power 62
CCS e Agri 68
Enilive e Plenitude 72
Refining e Chimica 78
Attività Ambientali 84

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI
Commento ai risultati economico-finanziari 88
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 114
Fattori di rischio e incertezza 122
Evoluzione prevedibile della gestione 137

RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ 138
Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni 271
Altre informazioni 272
Glossario 273


## Bilancio consolidato


Schemi di bilancio 278
Note al bilancio consolidato 286
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 398
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 419


## Bilancio di esercizio


Schemi di bilancio 422
Note al bilancio di esercizio 428
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti 492
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 493


## Allegati

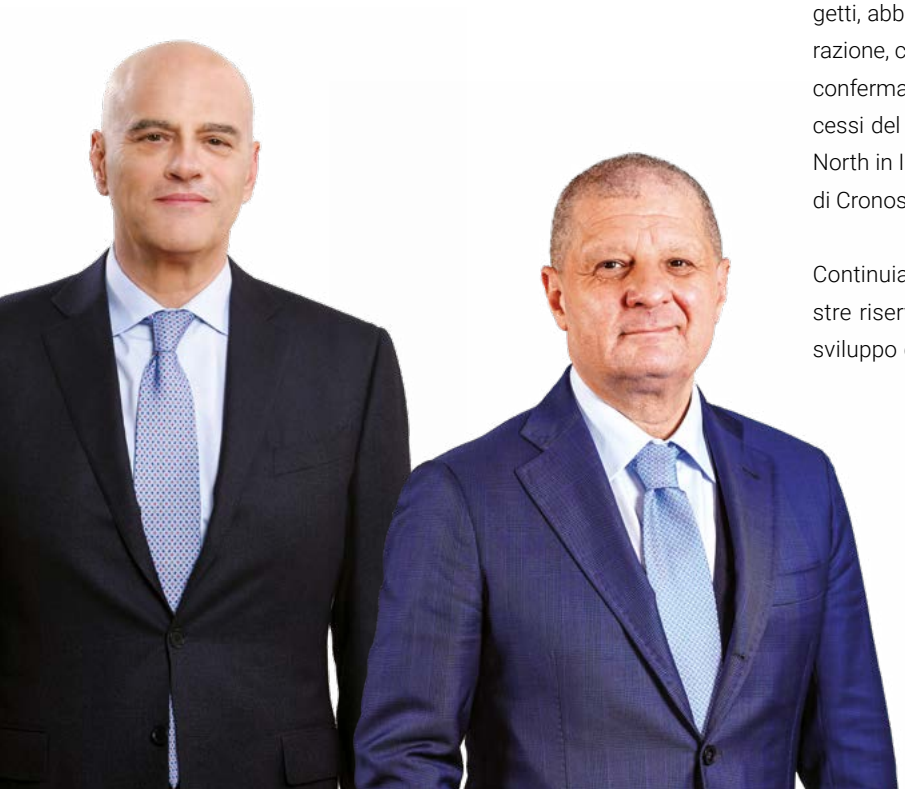

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2024 496
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024 496
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 542
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 546
Relazione della società di revisione sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità 547
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 553
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 563
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti 572

# Lettera agli azionisti

Cari azionisti,
nel 2024 abbiamo realizzato eccellenti risultati operativi e finanziari grazie all'attuazione della nostra strategia di crescita del valore, fondata sulla capacità tecnologica, la qualità del portafoglio, il distintivo modello satellitare e la disciplina finanziaria. Questo ci ha permesso di assicurare remunerazioni crescenti ai nostri azionisti e di avanzare con una robusta sostenibilità economica verso l'obiettivo della neutralità carbonica.

La nuova struttura organizzativa di Eni, articolata su tre raggruppamenti di business, rende ancora più efficace l'esecuzione della strategia: (i) "Chief Transition & Financial Officer", con l'obiettivo di valorizzare i business legati alla transizione; (ii) "Global Natural Resources", con il compito di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil & gas, incluso il power e il trading; (iii) "Industrial Transformation", con il compito di accelerare la riconversione del downstream oil e la ristrutturazione della chimica.

I solidi risultati finanziari 2024 dimostrano la capacità di Eni di cogliere le opportunità di un mercato dell'energia in trasformazione, conseguendo stabili ritorni e una significativa riduzione della leva finanziaria, realizzando un utile operativo "EBIT" adjusted di €14,3 miliardi, su base proforma, ed un flusso di cassa operativo adjusted di €13,6 miliardi, entrambi ben superiori alle previsioni di budget. Nel 2024, Eni ha compiuto progressi significativi nel suo programma di dismissioni nette complessivo da €8 miliardi, grazie ai progressi nella strategia di valorizzazione dei satelliti legati alla transizione Enilive/Plenitude, con incassi di €3,7 miliardi e il riconoscimento del mercato di un valore d'impresa a multipli molto elevati di oltre €21 miliardi, e alla ristrutturazione del portafoglio Exploration & Production con l'uscita da asset non strategici.



Il contributo delle dismissioni, i robusti flussi di cassa gestionali e la disciplina finanziaria nei costi e nella selezione dei progetti ci hanno consentito di investire €8,8 miliardi nella crescita del business e di potenziare la remunerazione degli azionisti, attraverso la crescita del dividendo, ad €1 per azione (+4% rispetto al 2023), e un programma di riacquisto di azioni proprie di €2 miliardi, quasi raddoppiato rispetto a quanto inizialmente comunicato al mercato. Queste misure hanno portato ad uno yield totale di oltre il 10%; il tutto mantenendo sotto controllo il rapporto d'indebitamento che, su base proforma e al netto delle dismissioni definite nel 2024 si attesta al 15%, ai minimi storici per Eni.

La crescita è stata significativa sia nel settore tradizionale, sia nei business della transizione.

Nel 2024 la produzione upstream ha registrato un incremento del 3% raggiungendo 1,71 milioni di boe/giorno per effetto degli sviluppi organici in Costa d'Avorio, Congo e Mozambico, dell'avvio del progetto a gas Argo-Cassiopea nell'offshore siciliano, nonché della acquisizione del gruppo britannico Neptune.

Grazie all'esplorazione di successo e all'avanzamento dei nuovi progetti, abbiamo posto le basi per una nuova fase di sviluppo. L'esplorazione, con 1,2 miliardi di boe di nuove risorse scoperte nell'anno, si conferma motore di crescita e di creazione di valore. I principali successi del 2024 sono stati l'incremento dell'area di scoperta di Geng North in Indonesia, la scoperta di Calao in Costa d'Avorio, l'appraisal di Cronos nell'offshore cipriota e due scoperte in Messico.

Continuiamo a ridurre il "time-to-market" della produzione delle nostre riserve grazie al nostro approccio "fast track" e per fasi nello sviluppo dei progetti. A dicembre 2024 è stata avviata, nel rispetto

dei tempi e costi di budget, la Fase 2 di Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio, mentre per Congo LNG, dopo l'avvio dell'impianto di liquefazione Tango FLNG, la successiva fase di espansione sarà inaugurata a fine 2025.

Nel Regno Unito, replicando il modello di successo già sperimentato per Vår Energi e Azule Energy, abbiamo creato con Ithaca Energy un nuovo satellite upstream, geograficamente focalizzato, che combina due portafogli complementari con l'obiettivo di massimizzare le opportunità di crescita, le sinergie e la generazione di cassa. In Indonesia, anche grazie all'integrazione degli asset di Neptune, è stato approvato dalle autorità locali il programma di sviluppo di due complessi a gas di rilevanza mondiale: il Northern hub, che comprende l'eccezionale scoperta Geng North; e l'estensione del Southern hub, che prolungherà la vita utile della FPU Jangkrik. Nel Mediterraneo orientale, lo storico accordo con Cipro ed Egitto per la valorizzazione delle significative riserve di gas cipriota del Blocco 6, facendo leva sulle infrastrutture già presenti in Egitto presso il giacimento di Zohr e l'impianto di liquefazione di Damietta, ha posto le basi per la creazione di un hub del gas e l'apertura di una nuova via di rifornimenti gas per l'Europa.

Inoltre, è in via di definizione un accordo strategico con Petronas per combinare i rispettivi portafogli gas in Indonesia e Malesia, ponendo le premesse per creare un'entità che produrrà 500 mila boe/giorno nel medio termine su un lungo plateau produttivo grazie al rilevante potenziale minerario delle nostre scoperte. Dal lato delle dismissioni, abbiamo ceduto le attività petrolifere in Alaska, in Nigeria e in Congo, in linea con la strategia di ottimizzazione del portafoglio upstream e maggiore focus sui progetti "core".

Grazie alla crescita della produzione e al controllo dei costi, E&P ha realizzato €13 miliardi di EBIT proforma adjusted.

GGP conferma la solidità del proprio modello di business in grado di generare stabili risultati economici, €1,1 miliardi di EBIT proforma adjusted nel 2024, facendo leva sulla continua ottimizzazione del portafoglio gas e LNG.

Plenitude ed Enilive, i nostri satelliti impegnati nell'offerta di prodotti e servizi sempre più decarbonizzati alla clientela, continuano a crescere e a generare valore. Entrambi hanno conseguito gli obiettivi annuali di redditività, con circa €1 miliardo di EBITDA proforma adjusted ciascuno nonostante lo sfavorevole scenario. Plenitude ha raggiunto una capacità installata di 4,1 GW (+37% vs. 2023); Enilive ha avviato la realizzazione di tre bioraffinerie: a Livorno, attraverso la riconversione dell'esistente impianto Eni, in Corea del Sud e in Malesia, in joint venture con partner locali. Nel 2024, l'investimento del fondo KKR in Enilive, per una quota di minoranza del 25% del valore di €2,9 miliardi, e quello di EIP in Plenitude, per una quota complessiva del 10% in due distinte transazioni di €0,8 miliardi di incasso totale, confermano il carattere innovativo del modello di business integrato e le significative prospettive di crescita delle due società. Queste operazioni sono esempi concreti e di successo della strategia satellitare di Eni, che ha l'obiettivo di creare le condizioni per lo sviluppo indipendente dei business della transizione a elevato potenziale, garantendo l'accesso a nuovi bacini di capitale strategico ed esplicitandone il valore di mercato. A febbraio 2025, il fondo KKR ha concordato con Eni di incrementare la partecipazione in Enilive al 30%, per un controvalore addizionale di €0,6 miliardi.

Grazie all'avanzamento dei nostri progetti di cattura e stoccaggio della $CO_2$, principalmente in Italia, dove abbiamo avviato la Fase 1 del Progetto Ravenna CCS, e in Regno Unito, con gli importanti progressi verso il sanzionamento del progetto HyNet, abbiamo posto le basi per la creazione di un nuovo satellite nei business lower carbon.
Per Versalis è stato varato un piano di recupero di redditività che prevede la razionalizzazione delle attività a scarsa marginalità, cracking e produzione polietilene, e la riconversione del portafoglio prodotti in una piattaforma a elevato valore focalizzata su biochimica, economia circolare/da riciclo e polimeri specializzati. Il piano consentirà l'evoluzione della Chimica verso un modello di business capace di sfruttare la leva tecnologica per creare vantaggi competitivi nella transizione, in linea con la strategia di Eni.

Infatti, il successo della strategia Eni, la competitività del business e l'accesso a nuovi mercati e opportunità di crescita sono guidati dalle nostre tecnologie, sia quelle sviluppate nell'ambito delle attività tradizionali, sia quelle sviluppate in laboratorio con l'obiettivo di conseguire importanti breakthrough. I business in crescita della bioraffinazione e della CCS nascono dal nostro patrimonio di tecnologie consolidate sviluppate in ambito tradizionale, quali l'Ecofining™, innovazione derivante dalla raffinazione tradizionale, e le tecnologie di giacimento per lo stoccaggio della $CO_2$. La trasformazione della raffinazione tradizionale e di Versalis farà leva sia sulle riconversioni degli impianti in bioraffinazione e produzione di sistemi di accumulo, sia su tecnologie innovative quali Hoop® per il riciclo chimico delle plastiche e Waste-to-Chemicals per la produzione di metanolo/idrogeno circolari da rifiuti. Nel campo delle soluzioni breakthrough, stiamo lavorando alla fusione a confinamento magnetico per la produzione di energia elettrica a zero emissioni, con l'obiettivo di commercializzazione agli inizi del prossimo decennio.

I progressi tecnologici di Eni e lo sviluppo di nuove soluzioni energetiche si avvalgono della straordinaria potenza di calcolo del nostro nuovo supercomputer HPC6, che rappresenta una leva imprescindibile in tutte le fasi di business e per il raggiungimento dell'obiettivo Net Zero al 2050. La capacità computazionale, insieme ad altri elementi – come la disponibilità di spazi nei nostri siti industriali e l'elettricità fornita dalle nostre centrali a gas e decarbonizzata grazie alla CCS – sono fattori chiave nel cogliere ulteriori opportunità di business. Al riguardo, a febbraio 2025 è stata definita una partnership con società emiratine per lo sviluppo di data center in Italia alimentati da "blue power", nel quadro più ampio di accordi di collaborazione che abbracciano anche la trasmissione di energia rinnovabile tramite interconnessione tra Albania e Italia e i minerali critici.

Il nostro business diventa sempre più sostenibile e a contenuto impatto emissivo. I nostri più recenti progetti upstream, Baleine in Costa d'Avorio e Argo/Cassiopea in Italia, sono disegnati in modo da ottenere zero emissioni nette (Scope 1 e 2) sin dallo start-up; grazie a queste e altre iniziative di efficienza, le emissioni nette Upstream, in quota equity, sono diminuite nel 2024 del 55% (vs. baseline del 2018), in linea con l'obiettivo Net Zero Upstream al 2030. Nel 2024 abbiamo pubblicato il primo Methane Report, riaffermando il nostro obiettivo di raggiungere entro il 2030 un livello prossimo allo zero (near zero) per le emissioni di metano. Nell'ambito dell'iniziativa CEO Water Mandate, abbiamo assunto l'impegno di raggiungere entro il 2035 la positività idrica in almeno il 30% dei siti operati con prelievi maggiori di 0,5 $Mm^3$/anno di acqua dolce in aree a stress idrico. In riconoscimento del nostro impegno nella sostenibilità, Moody's ESG Solutions ha confermato il posizionamento Eni in fascia Advanced, la migliore prevista, per le elevate capacità nella gestione dei rischi ESG.

Questi risultati si fondano sul nostro modello di business e sulle leve dell'eccellenza operativa, dell'asset integrity e della cultura HSE di tutela della sicurezza delle persone nei luoghi di lavoro, delle comunità, dell'ambiente e della proprietà dal rischio intrinseco connesso alla complessità e alla scala delle nostre attività. L'incidente presso il deposito di Calenzano, con il suo tragico bilancio di vite umane, è assolutamente in contrasto con la nostra cultura aziendale che pone al centro la sicurezza delle persone e l'integrità dei nostri asset. Noi tutti in Eni desideriamo esprimere nuovamente la nostra forte vicinanza alle famiglie colpite. L'organizzazione mantiene e rafforza l'impegno nella sicurezza operativa e nel perseguire l'obiettivo di zero infortuni sul posto di lavoro, che continuiamo a sostenere con significative risorse, professionali ed economiche.

## STRATEGIA

La strategia Eni nel prossimo quadriennio è focalizzata sui business nei quali possiede vantaggi competitivi che generano crescita e rendimenti attrattivi in rapporto al rischio. L'azione industriale Eni nel prossimo quadriennio mira ad accelerare la crescita del valore e la diversificazione del Gruppo, massimizzando i benefici del modello satellitare e mantenendo una solida struttura patrimoniale e una politica di distribuzione in crescita. Nel rispetto di rigorosi criteri

di ritorni nella selezione dei progetti, cresceremo in modo organico nell'Upstream e proseguiremo nel nostro percorso di transizione e trasformazione, utilizzando la leva del portafoglio per accelerare l'estrazione di valore degli asset e ridurre l'esposizione. Per il prossimo quadriennio abbiamo varato un piano di investimenti lordi da €33 miliardi, pari a €27 miliardi includendo il contributo degli incassi netti delle operazioni di portafoglio, i cui impegni saranno autofinanziati grazie ai flussi di cassa gestionali. I principali temi di investimento saranno lo sviluppo di progetti Upstream, prevalentemente a gas, e l'esplorazione per il rimpiazzo delle riserve, il build-up della capacità di generazione rinnovabile, l'espansione delle bioraffinerie, la trasformazione di Versalis e la riconversione della raffinazione tradizionale.

La produzione di idrocarburi è prevista crescere a un tasso del 3-4% medio annuo (2-3% al netto delle dismissioni). La capacità rinnovabile di Plenitude è prevista raggiungere i 10 GW nel 2028, oltre il doppio di quella attuale; la capacità di produzione di biocarburanti aumenterà a oltre 3 milioni di tonnellate/anno al 2028, con un'importante leva di flessibilità data dalla SAF optionality. Versalis, grazie allo sviluppo delle nuove piattaforme bio, circolarità e transizione e alla chiusura di gran parte delle attività commodity (cracker di Ragusa, Brindisi, Priolo) è prevista tornare al breakeven nel 2028. Nell'ambito della trasformazione industriale, completeremo la conversione in bioraffineria di Livorno, con avvio previsto a fine 2026, e procederemo alla riconversione bio dei siti di Sannazzaro e Priolo.
La gestione attiva del portafoglio si conferma una delle principali fonti di autofinanziamento grazie alla valorizzazione dei satelliti e al Dual Exploration Model, il cui contributo netto previsto è pari a circa €6 miliardi nel periodo 2025-2028.

Grazie alle azioni pianificate, alle proiezioni di robusta redditività e alla solida struttura finanziaria, prevediamo di distribuire agli azionisti tra il 35% e il 40% del CFFO adjusted, incrementata rispetto al passato, attraverso un dividendo in progressiva crescita e il riacquisto di azioni, e di condividere eventuali upside di scenario rispetto ai nostri piani, fino a un massimo del 60%, attraverso il buy-back. Per il 2025 proponiamo un dividendo di €1,05 per azione (+5% vs. 2024) e un riacquisto di azioni di €1,5 miliardi, con upside fino a €3,5 miliardi.

Inoltre, confermiamo i progressi verso il conseguimento dei target Net Zero per le emissioni nette Scope 1 e 2 al 2030 per il business upstream e al 2035 per tutte le attività Eni.
In definitiva, il piano '25-'28 proietta una compagnia sempre più competitiva, profittevole e finanziariamente solida grazie al percorso di crescita distintiva che accompagna i business tradizionali e della transizione. Una strategia che fa leva sul modello di crescita organica e sulla massimizzazione del valore dei satelliti per rispondere in maniera efficace alle sfide attuali e prospettiche, assicurando forniture affidabili, competitive e a ridotto impatto emissivo. Esprimiamo, per concludere, il nostro riconoscimento alle persone di Eni, il principale asset della nostra compagnia, senza il cui impegno e dedizione non sarebbe stato possibile raggiungere i traguardi fin qui conseguiti e pianificare le sfide future.

Roma, 18 marzo 2025

Per il Consiglio di Amministrazione

**Giuseppe Zafarana**
Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

**Claudio Descalzi**
L' Amministratore Delegato

# Relazione sulla gestione

Attività 6
Modello di business 8
Principali eventi dell'anno 12
Eni in sintesi 14
Strategia 18
Risk Management Integrato 22
Governance 28

ANDAMENTO OPERATIVO
Exploration & Production 42
Global Gas & LNG Portfolio e Power 62
CCS e Agri 68
Enilive e Plenitude 72
Refining e Chimica 78
Attività Ambientali 84

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI
Commento ai risultati economico-finanziari 88
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 114
Fattori di rischio e incertezza 122
Evoluzione prevedibile della gestione 137

RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ 138
Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni 271
Altre informazioni 272
Glossario 273

# Attività

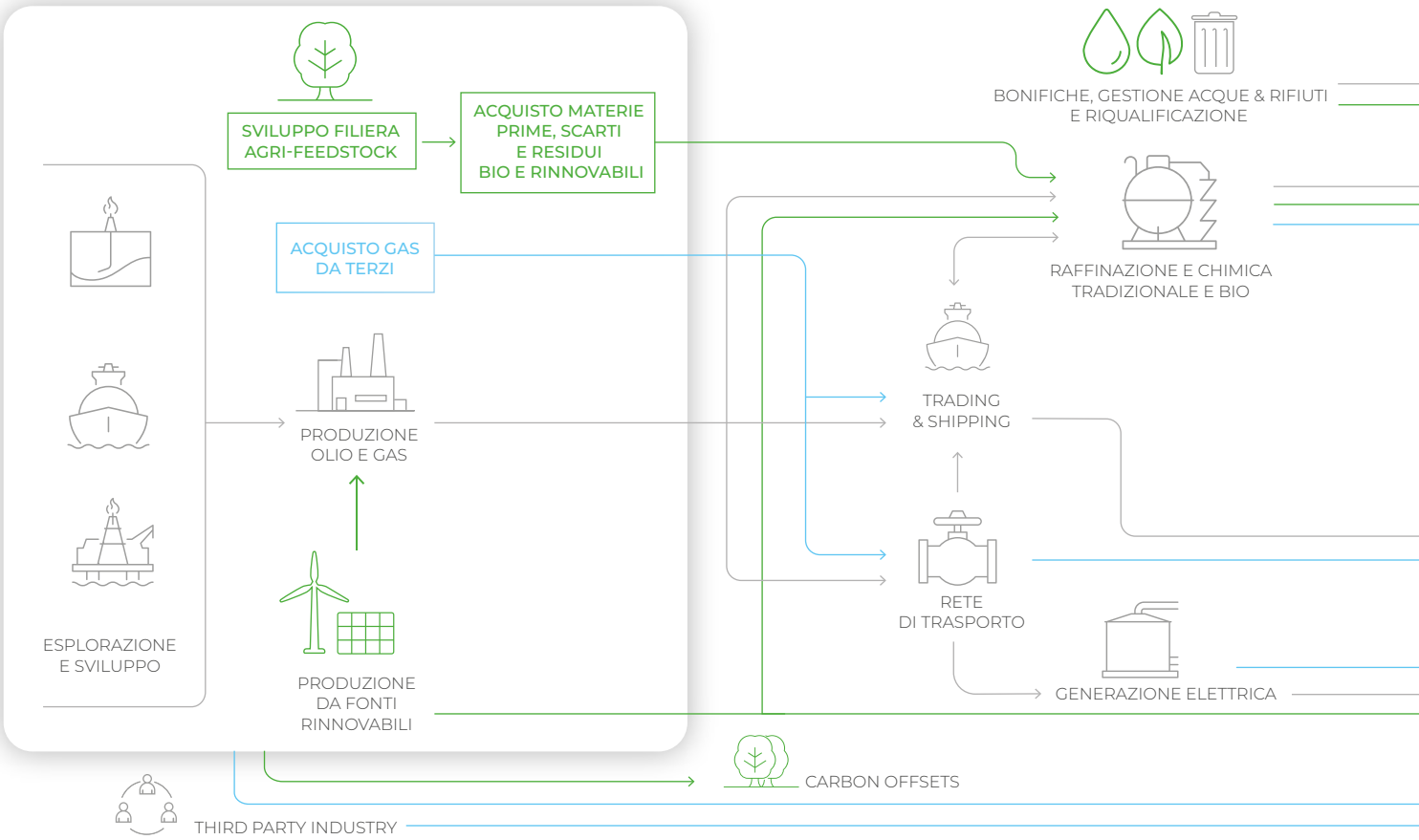
**~32.500**
i nostri dipendenti

**64**
Paesi di presenza Eni nel mondo

Eni è un'impresa dell'energia, integrata lungo l'intera catena del valore. Vanta una rilevante presenza nelle attività tradizionali dell'esplorazione e della produzione di petrolio e gas convenzionali e nella commercializzazione di gas/GNL grazie a un ampio portafoglio di forniture. Nel downstream petrolifero/petrolchimico è in corso un importante processo di trasformazione e di riconversione. Eni è impegnata attraverso modelli di business innovativi nello sviluppo delle nuove energie e servizi di decarbonizzazione: rinnovabili da solare/eolico, biocarburanti, biochimica, cattura/sequestro geologico della $CO_2$ e le linee di ricerca su nuovi paradigmi energetici (fusione magnetica, riciclo chimico della plastica). Eni ha una larga base di clienti sia industriali sia consumatori finali. La distintiva strategia del Gruppo ha come punti di riferimento i vantaggi competitivi del business, le competenze interne e le tecnologie proprietarie con l'obiettivo di crescere, di creare valore e di trasformare la Società. Nelle attività tradizionali la crescita e i ritorni fanno leva sull'esplorazione di successo, con opzione di monetizzazione anticipata delle scoperte, sull'efficiente sviluppo delle risorse e sulla costituzione di entità indipendenti in sinergia con qualificati partner, in ambiti geografici focalizzati, per perseguire opportunità di sviluppo e di redditività. Nelle attività relative alla transizione energetica, il modello satellitare di Eni prevede la costituzione di entità impegnate nello sviluppo di prodotti e soluzioni a ridotto contenuto carbonico, in grado, grazie all'ingresso di capitali specializzati, di crescere in maniera autonoma e finanziariamente indipendente, liberando valore per la capogruppo, come evidenziano i successi di Enilive e Plenitude. L'efficace esecuzione della strategia, fondata sulla disciplina finanziaria nei costi e negli investimenti e su una robusta struttura patrimoniale, con l'ausilio di solidi processi di corporate governance e di identificazione e gestione dei rischi consente di continuare a investire nel business e a garantire competitivi ritorni agli azionisti. Il conseguimento dell'obiettivo di Net Zero al 2050 prevede l'utilizzo delle tecnologie disponibili in grado di contribuire fin da subito alla riduzione delle emissioni, quali:

- l'utilizzo del gas quale fonte energetica di transizione, affiancata da investimenti per la riduzione delle emissioni di $CO_2$ e metano;

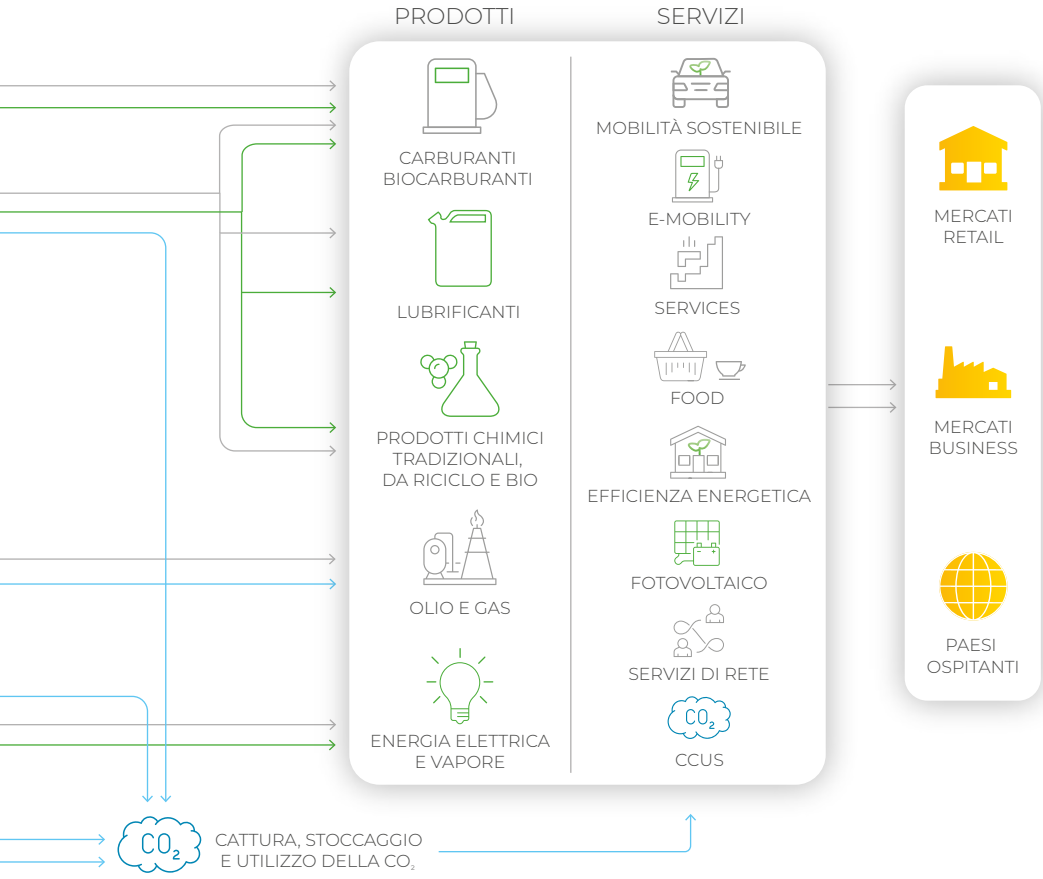
## LA CATENA DEL VALORE



- le tecnologie di raffinazione tradizionale applicate nella produzione di biocarburanti, con l'impiego di materie prime di origine biologica, non in competizione con la filiera alimentare nell'ambito dello sviluppo dell'agri-business per contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti senza repentini mutamenti alle infrastrutture esistenti;
- le energie rinnovabili attraverso l'incremento della capacità di generazione installata e l'integrazione con il business retail, facendo leva su un'ampia base di clienti;
- le tecnologie di giacimento applicate nella cattura e stoccaggio della $CO_2$ "Carbon Capture Utilization e Storage (CCUS)", in grado di fornire un contributo concreto alla riduzione delle emissioni, in particolare delle installazioni industriali a elevata intensità carbonica mediante lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della $CO_2$;
- le tecnologie di produzione di bioplastiche e di riciclo meccanico delle plastiche usate.

All'utilizzo su scala di tali soluzioni, si affianca la ricerca e sviluppo di tecnologie innovative, quali la fusione a confinamento magnetico o il riciclo chimico delle plastiche che possono contribuire a mutare il paradigma energetico nel lungo termine.

Le operazioni di Eni si avvalgono di una catena di fornitura globale per l'approvvigionamento di beni capitali, materie prime, opere e servizi. I principali beni approvvigionati hanno riguardato il supporto logistico per l'area dei pozzi e i servizi ausiliari, gli impianti offshore, i servizi di ingegneria per il settore oil & gas, i servizi professionali e i servizi di perforazione dei pozzi.




## PAESI DI PRESENZA ENI NEL MONDO

### EUROPA
Albania
Austria
Belgio
Cipro
Estonia
Francia
Germania
Grecia
Italia
Norvegia
Paesi Bassi
Polonia
Portogallo
Regno Unito
Repubblica Ceca
Repubblica Slovacca
Romania
Slovenia
Spagna
Svezia
Svizzera
Turchia
Ungheria

### AFRICA
Algeria
Angola
Congo
Costa d'Avorio
Egitto
Ghana
Kenya
Libia
Mozambico
Namibia
Nigeria
Ruanda
Tunisia

### ASIA E OCEANIA
Arabia Saudita
Australia
Bahrain
Cina
Corea del Sud
Emirati Arabi Uniti
Hong Kong
India
Indonesia
Iraq
Kazakhstan
Libano
Malesia
Oman
Pakistan
Qatar
Russia
Singapore
Timor Leste
Turkmenistan
Vietnam

### AMERICA
Argentina
Brasile
Canada
Colombia
Messico
Stati Uniti
Venezuela

Exploration & Production*
Global Gas & LNG Portfolio e Power
Enilive e Plenitude
Refining e Chimica
(*) Incluso CCUS e agribusiness.

# Modello di business

**I risultati conseguiti nell'anno e gli ulteriori progressi nella strategia di crescita e generazione di valore dimostrano ancora una volta la solidità del modello aziendale Eni, facendo leva sul portafoglio di asset e sul modello satellitare, confermando il distintivo vantaggio competitivo del Gruppo nella transizione**

Il modello di business di Eni sostiene l'impegno aziendale per una transizione energetica socialmente equa ed è volto alla realizzazione di solidi ritorni finanziari e alla creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder principali attraverso una consolidata presenza lungo la catena del valore dell'energia. La mission aziendale integra gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Eni si impegna per contribuire a garantire sicurezza energetica, facendo leva su un portafoglio globale e su alleanze con i Paesi produttori. Al contempo, Eni implementa una strategia di transizione improntata ad un approccio tecnologicamente neutrale e pragmatico, volto al mantenimento della competitività del sistema produttivo e alla sostenibilità sociale.

Tali obiettivi fanno leva su una diversificata presenza geografica e su un portafoglio di soluzioni tecnologiche che consentiranno di creare un mix energetico sempre più decarbonizzato. Essenziali al raggiungimento di tali obiettivi sono le partnership e le alleanze con gli stakeholder per assicurare un coinvolgimento attivo nella definizione delle attività di Eni e nella trasformazione del sistema energetico.

Il modello di business di Eni coniuga l'utilizzo di tecnologie, in larga parte proprietarie, valorizzando le competenze interne e una rete strategica di collaborazioni, con lo sviluppo di un innovativo modello satellitare, che prevede la creazione di società 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.

Eni è presente lungo tutta la catena del valore - dall'esplorazione, lo sviluppo e l'estrazione di risorse fino alla commercializzazione di energia, prodotti e servizi ai clienti finali - sviluppando solidi modelli di business integrati che valorizzano i propri asset industriali e la propria base clienti.

A supporto di questo modello integrato si inseriscono il sistema di Corporate Governance, basato sui principi di trasparenza e integrità, e il processo di Risk Management Integrato, 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 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. Le risorse immateriali sono parte integrante del processo di creazione di valore di Eni e includono le competenze delle persone, l'innovazione e la relazione con gli stakeholder, oggetto di disclosure nella rendicontazione di sostenibilità. Eni, inoltre, combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, articolando le proprie azioni lungo cinque direttrici, ciascuna orientata verso risultati specifici (outcome):

## NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Eni ha intrapreso un percorso che porterà alla 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 e in evoluzione, consentirà ad Eni di abbattere la propria impronta di carbonio, sia in termini di emissioni nette che di intensità carbonica netta. In questo contesto, Eni ritiene che il gas naturale abbia un ruolo di fonte energetica ponte nella transizione, in virtù della sua accessibilità, affidabilità, versatilità e ridotto contenuto carbonico rispetto ad altri combustibili fossili, e in modo complementare rispetto ad altre soluzioni tecnologiche ed energetiche che, gradualmente, diventeranno sempre più rilevanti nel soddisfare la domanda di energia.

## PROTEZIONE DELL'AMBIENTE

Eni è impegnata nella protezione dell'ambiente attraverso la ricerca di soluzioni innovative finalizzate a ridurre l'impatto delle proprie operazioni, garantendo un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica e la promozione di modelli di sviluppo che si basano sui principi rigenerativi dell'economia circolare, con l'obiettivo di massimizzare il recupero e la valorizzazione di rifiuti e scarti.

## VALORE DELLE NOSTRE PERSONE

Eni riconosce il valore delle proprie persone come elemento fondamentale per il successo dell'azienda e per questo garantisce un ambiente di lavoro libero da ogni forma di discriminazione che favorisca il pieno sviluppo del potenziale di ognuno, promuovendo lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze. Eni rispetta inoltre i più alti standard internazionali in materia di salute e di sicurezza e adotta adeguate misure volte a proteggere le persone e gli asset.

## ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Eni mira a contribuire alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui opera, integrando lo sviluppo di progetti industriali e iniziative rivolte alle comunità ospitanti, trasferendo il proprio know-how e competenze ai partner locali. Secondo il c.d. approccio "Dual Flag", l'agire di Eni si fonda su un profondo rispetto del singolo individuo, sulla conoscenza delle istanze locali e sulla disponibilità ad impegnarsi accanto ai Paesi per promuovere lo sviluppo sostenibile, anche attraverso partnership con attori riconosciuti a livello nazionale ed internazionale. 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.

## SOSTENIBILITÀ NELLA CATENA DEL VALORE

Eni promuove lo sviluppo in chiave sostenibile della propria catena di fornitura, riconoscendone il ruolo chiave nel percorso di trasformazione intrapreso. Attraverso un approccio sistemico ed inclusivo Eni condivide valori, impegni e target con i propri fornitori, supportandoli e coinvolgendoli in un percorso di crescita. Congiuntamente, Eni supporta i propri clienti offrendo soluzioni energetiche all'avanguardia per aiutarli a svolgere un ruolo primario nella transizione energetica e comunica con loro in modo onesto e trasparente, fornendo prodotti e servizi di qualità in linea con le loro esigenze.

Il modello di business di Eni si sviluppa lungo queste cinque direttrici facendo leva sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione. Nell'attuazione di tale modello, Eni garantisce il rispetto dei diritti umani nell'ambito delle proprie attività e ne promuove il rispetto presso i propri partner e stakeholder, perseguendo inoltre un'operatività improntata ai valori di responsabilità, integrità e trasparenza.

# CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

## INPUT

### RISORSE FINANZIARIE

Capitale Investito Netto (€ mld) 74,3

Capex (€ mld) 8,8

Contributo operazioni di portafoglio (€ mld) 3,5 (proforma)

### RISORSE ENERGETICHE E NATURALI

Permessi exp/sviluppo oil & gas (mgl km²) 211

Riserve certe (mld boe) 6,5

Prelievi di acqua dolce (Mm³) 127

### ASSET INDUSTRIALI

Capacità di bioraffinazione (mln ton/a) 1,65[2]

Capacità da fonti rinnovabili di Gruppo (GW) 4,1[1]

### PERSONE E COMPETENZE

Dipendenti 32.492

Donne nella forza lavoro (%) 28,3

★ Ore di formazione (mgl) 1.027

### RICERCA E SVILUPPO

★ Spesa in Ricerca e Sviluppo (€ mln) 178

★ Brevetti in vita 10.244

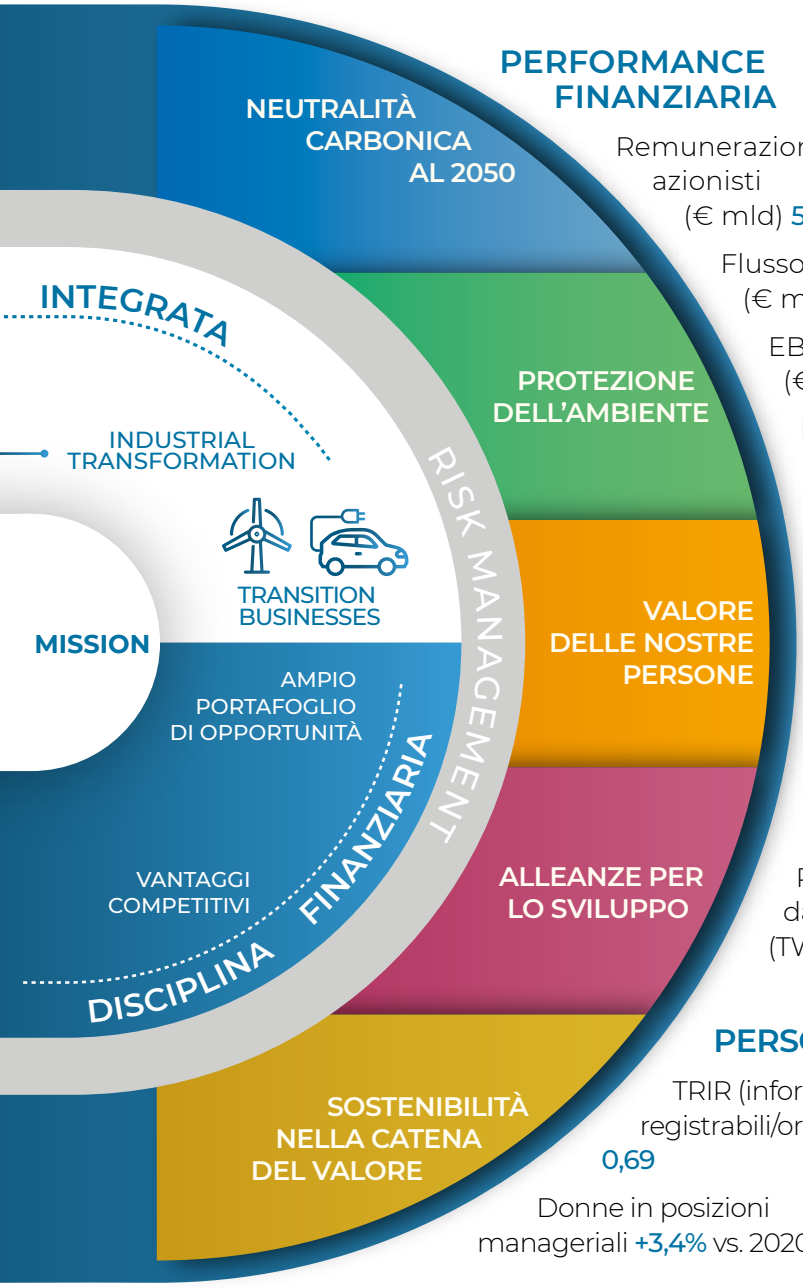
### RELAZIONI E COLLABORAZIONI

★ Clienti gas & power (mln) 10[1]

Investimenti per lo sviluppo locale (€ mln) 88,8

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

## OUTCOME E OUTPUT




### PERFORMANCE FINANZIARIA

Remunerazione agli azionisti (€ mld) 5,1

Flusso di cassa adj (€ mld) 13,6

EBIT Proforma adj (€ mld) 14,3

Leverage proforma 0,15

### AMBIENTE

Net Carbon Footprint Eni Scope 1+2 (mln ton $CO_2$eq.) 23,6

Net Carbon Footprint upstream Scope 1+2 (mln ton $CO_2$eq.) 6,8

Riutilizzo di acqua dolce (%) 90

### PERFORMANCE INDUSTRIALE

Produzione di idrocarburi (Kboe/g) 1.707

Volumi di GNL contrattualizzati (MTPA) 13,4

Produzione di energia da fonti rinnovabili (TWh) 4,7[1]

### COMUNITÀ LOCALI

Imposte pagate (€ mld) 5,8

Persone raggiunte con progetti di sviluppo locale oltre 2 mln

### CLIENTI E CONSUMATORI

Punti di ricarica per veicoli elettrici (mgl di unità) 21,3[1]

Produzioni vendute di biocarburanti (mgl ton) 982[2]

Vendite gas naturale (mld mc) 50,9

### PERSONE DI ENI

TRIR (infortuni registrabili/ore lavorate) 0,69

Donne in posizioni manageriali +3,4% vs. 2020

★ Intangibles
1) 100% Plenitude, 2) 100% Enilive

# Principali eventi dell'anno

## GENNAIO

Plenitude firma un accordo con EDPR per l'acquisizione di capacità di generazione da fotovoltaico negli Stati Uniti per 0,38 GW. Ingresso nella partnership BlueFloat Energy-sener Renewable investments per lo sviluppo di impianti eolici offshore in Spagna

Enilive stabilisce una joint venture con LG Chem per la costruzione e gestione di una bioraffineria in Corea del Sud.
Approvata la decisione sulla conversione della raffineria di Livorno in bioraffineria

Completata l'acquisizione dell'operatore oil & gas britannico Neptune Energy di intesa con la collegata Vår Energi

## FEBBRAIO

Enilive è il title sponsor della Serie A fino al 2027

Completato l'appraisal della scoperta Cronos del Blocco 6 nell'offshore di Cipro

Primo carico di GNL dal Congo dopo solo un anno dall'approvazione del progetto

## MARZO

Scoperta di Calao nell'offshore della Costa d'Avorio, la seconda più grande del Paese

Perfezionato l'ingresso di EIP nel capitale sociale di Plenitude attraverso un investimento di €0,6 mld (interessenza 7,6%)

Rinnovata l'adesione alla MIT Energy Initiative focalizzata sulle innovazioni tecnologiche per il raggiungimento dell'obiettivo Net Zero

Perfezionata la cessione a Perenco di attività petrolifere in Congo

## APRILE

Plenitude avvia la costruzione dell'impianto fotovoltaico Renopool in Spagna con una capacità di 330 MW

Versalis perfeziona l'acquisizione di Tecnofilm SpA, azienda specializzata nel settore compounding

## MAGGIO

Sottoscritto da Eni e International Finance Corporation (IFC) un accordo di collaborazione per un finanziamento complessivo di $210 mln per lo sviluppo dell'agri-feedstock in Kenya

Eni per la quinta volta è stata la società di esplorazione più apprezzata dalla ricerca annuale svolta da Wood Mackenzie's

## GIUGNO

Accordo con Hilcorp, una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, per la vendita del 100% degli asset Eni di Nikaitchuq e Oooguruk

Enilive Iberia completa l'acquisizione di Atenoil, società con una rete di stazioni di servizio in Spagna

Completata la cessione del 10% del capitale sociale di Saipem con un incasso di €0,4 mld

Lanciato in Mozambico il progetto Great Limpopo, per la protezione delle foreste e contrastare le cause di deforestazione in linea con il protocollo REDD+ delle Nazioni Unite

## LUGLIO

Nuova scoperta nel pozzo esplorativo Yopaat-1 EXP, perforato nel Blocco 9 in Messico

Completata la realizzazione di un nuovo parco eolico con una capacità di 39 MW in Calabria

Conseguita la decisione finale di investimento (FID) per sviluppare una bioraffineria in Malesia da parte di Petronas, Enilive ed Euglena

## AGOSTO

Avviata la produzione di gas del giacimento Argo Cassiopea nel Canale di Sicilia

Finalizzata la cessione degli asset petroliferi onshore in Nigeria

Approvato il Piano di Sviluppo dei campi di Geng North (North Ganal PSC) e Gehem (Rapak PSC) con la creazione del polo produttivo Northern Hub, nel bacino del Kutei.
Approvato lo sviluppo di Ganal PSC; ottenuta un'estensione di 20 anni delle licenze Ganal e Rapak

## SETTEMBRE

Avviato con Snam Ravenna CCS, primo progetto di cattura e stoccaggio della $CO_2$ in Italia

Annunciata la nuova struttura organizzativa con la creazione di tre direzioni generali

## OTTOBRE

Lancio di On the Road, la nuova identità dei servizi per la mobilità elettrica

Completata la business combination di attività oil & gas di Eni e di Ithaca Energy in UK

ITHACA ENERGY

Firmato l'accordo per l'ingresso di KKR nel capitale sociale di Enilive con un investimento di €2,9 mld pari al 25% del capitale

Annunciato il piano di trasformazione, decarbonizzazione e rilancio della Chimica

versalis

## NOVEMBRE

Perfezionata la cessione a Hilcorp degli asset upstream in Alaska

Accordo per un ulteriore investimento di EIP in Plenitude di €0,2 mld (2,4%)

Avviato il supercomputer HPC6, a supporto della decarbonizzazione di Eni

Varata l'unità galleggiante Nguya FLNG per il progetto LNG Congo

Acquisiti 4 blocchi esplorativi nell'offshore della Costa d'Avorio

## DICEMBRE

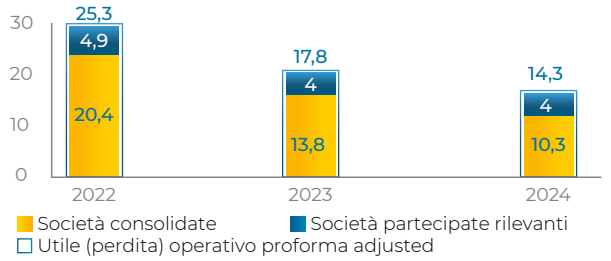
Accordo tra Enilive e EasyJet per l'approvvigionamento di Saf in Italia

Avviata la Fase 2 del progetto di Baleine in Costa d'Avorio

# Eni in sintesi

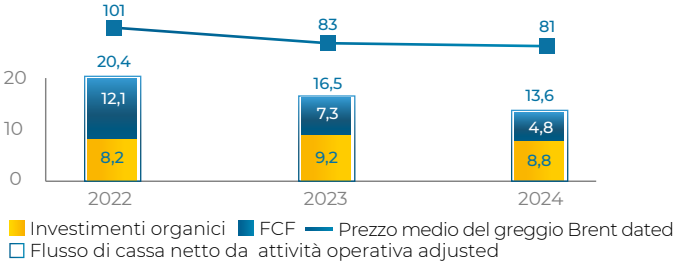
**I risultati conseguiti da Eni nel 2024 dimostrano il costante progresso nella realizzazione della strategia di crescita e di valore, fondata sulla disciplina finanziaria nei costi e negli investimenti. Il Gruppo è ben posizionato per assicurare l'esecuzione della strategia di decarbonizzazione, la sicurezza e l'accessibilità energetica grazie alla competitività del portafoglio di attività e alla robustezza del modello satellitare. I successi conseguiti nell'anno dimostrano la validità della propria strategia con l'obiettivo di creare valore e trasformare l'azienda in una visione di lungo termine, valorizzando le tecnologie proprietarie. La disciplina finanziaria e la selettività delle operazioni consentono al Gruppo di crescere continuando a generare rendimenti positivi, migliorando il portafoglio di attività, mantenendo la necessaria solidità patrimoniale con un basso livello di leverage.**

## UTILE OPERATIVO PROFORMA ADJUSTED (€ MLD)




*Nel 2024, Eni ha realizzato ulteriori progressi nella strategia di crescita e generazione di valore facendo leva sul portafoglio di asset e sul modello satellitare, conseguendo stabili ritorni con un utile operativo adjusted di €14,3 mld su base proforma includendo il contributo in quota Eni delle principali joint venture/collegate.*

## GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)




*Il flusso di cassa operativo adjusted di €13,6 mld sostenuto dai continui progressi nell'attuazione della strategia, dal contributo dei nuovi progetti e dalla disciplina finanziaria, ampiamente superiore al fabbisogno per gli investimenti organici di €8,8 mld, in riduzione rispetto alla guidance di €9 mld.*

## GLOBAL NATURAL RESOURCES

### EXPLORATION & PRODUCTION

**Eccellente performance produttiva:** +3% produzione di petrolio e gas, grazie agli avvii di progetti organici e all'integrazione degli asset acquisiti di Neptune.

**Posizione di leadership nell'esplorazione**
1,2 mld di boe di nuove risorse, principalmente in Indonesia, Costa d'Avorio, Cipro e Messico, costituiscono la piattaforma della futura fase di sviluppo, aprendo opportunità di monetizzazione anticipata delle scoperte, in linea con il dual exploration model di Eni.

**Operazioni di portafoglio**
Creazione di un nuovo satellite con Ithaca Energy, geograficamente focalizzato nel Regno Unito; definita la business combination con Neptune Energy, rafforzando la posizione del Gruppo in Paesi chiave quali Indonesia, Algeria e Regno Unito. Cessione di asset non strategici in Nigeria, Congo e Alaska.

### GGP E POWER

Risultati robusti confermando la solidità del modello di business. GGP supera la guidance originaria del 40% con un EBIT proforma adjusted di €1,1 mld, facendo leva sulla continua ottimizzazione del portafoglio gas/LNG e sulla propria posizione di global LNG player. Valorizzato il portafoglio di asset e contratti.

## TRANSITION BUSINESSES

*Plenitude ed Enilive hanno entrambe raggiunto gli obiettivi dell'anno in termini di "EBITDA", nonostante lo sfidante scenario, progredendo nella crescita.*

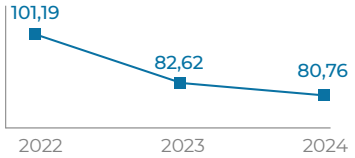
### PLENITUDE

**Eccellenti risultati operativi**
capacità installata da fonti rinnovabili in aumento di oltre il 30% a 4,1 GW. Portafoglio clienti pari a oltre 10 mln di PDF.

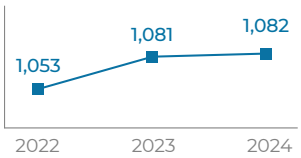
**Valorizzazione della società**
ulteriore incremento della partecipazione di EIP in Plenitude, attraverso un aumento di capitale riservato pari a circa €0,2 mld. La partecipazione di EIP, post-transazione, sarà pari al 10% del capitale sociale di Plenitude.

**Robusti risultati economici**
EBITDA proforma adjusted di €1,1 mld, superiore alla guidance iniziale, grazie alla solida performance dell'attività retail.

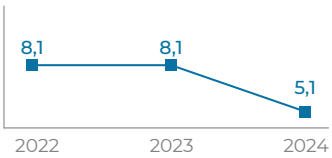
### PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED ($/BL)



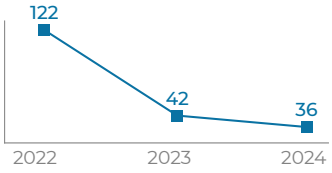

### CAMBIO MEDIO EUR/USD



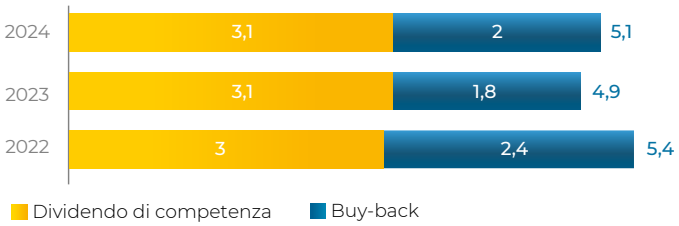

### STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM) ($/BL)




### PSV (€/MWh)

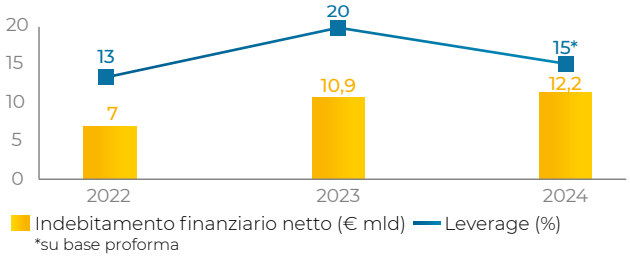



### REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ MLD)




*L'accelerazione del programma di valorizzazione del portafoglio e il maggior contributo rispetto a quanto pianificato hanno consentito di distribuire agli azionisti €5,1 mld di cassa attraverso i dividendi (€3,1 mld) e l'esecuzione di un programma di acquisto di azioni proprie quasi raddoppiato a €2 mld, completato all'80%.*

### LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO




*Il rapporto d'indebitamento proforma si attesta al livello storicamente più basso pari a 15% beneficiando dei prossimi incassi dalle cessioni della quota del 25% di Enilive a KKR (€2,9 mld) e della seconda tranche di Plenitude a EIP (circa €0,2 mld) nonché di ulteriori transazioni in corso.*

## INDUSTRIAL TRANSFORMATION

### ENILIVE

**Solida base clienti**
circa 1,5 mln di clienti/g.

**Sviluppo della bioraffinazione**
lavorazioni bio in crescita del 29%.

**Sviluppi di business**
avviato in Sicilia il primo impianto per la produzione di biojet.

Ottenute tre decisioni finali di investimento in Italia, Corea del Sud e Malesia per la realizzazione/trasformazione di bioraffinerie.

### RAFFINAZIONE

**Resilienza dell'attività operativa**
lavorazioni complessive di 24,2 milioni di tonnellate, in un contesto di mercato sfidante, con ridotti crack spread dei prodotti, debole domanda, eccesso di capacità e pressione competitiva da altre aree geografiche.

**Sviluppi di business**
avviata la trasformazione della Raffineria tradizionale di Livorno in bioraffineria.

### VERSALIS

**Ristrutturazione e riconversione**
avviato un processo di ristrutturazione e di trasformazione che farà leva sul nostro primato tecnologico nel costruire business dotati di vantaggi competitivi nella transizione e nell'economia circolare.
Previsti significativi investimenti per lo sviluppo di nuove piattaforme chimiche in segmenti a elevato valore aggiunto, legati alla transizione, all'economia circolare e ai prodotti specializzati. Attività della chimica di base da idrocarburi previste in ristrutturazione, con un impatto netto positivo sull'occupazione.

## PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | (€ milioni) | 88.797 | 93.717 | 132.512 |
| Utile (perdita) operativo | | 5.238 | 8.257 | 17.510 |
| Utile (perdita) operativo adjusted[a] | | 10.348 | 13.805 | 20.386 |
| Utile (perdita) operativo proforma adjusted[a] | | 14.322 | 17.809 | 25.333 |
| *Exploration & Production* | | *13.022* | *13.538* | *21.062* |
| *Global Gas & LNG Portfolio e Power* | | *1.274* | *3.599* | *2.333* |
| *Enilive e Plenitude* | | *1.143* | *1.253* | *1.473* |
| *Refining e Chimica* | | *(713)* | *46* | *1.161* |
| Utile (perdita) netto adjusted[a][b] | | 5.257 | 8.322 | 13.301 |
| Utile (perdita) netto[b] | | 2.624 | 4.771 | 13.887 |
| Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted | | 13.590 | 16.498 | 20.380 |
| Investimenti tecnici | | 8.485 | 9.215 | 8.056 |
| *di cui: ricerca esplorativa* | | *433* | *784* | *708* |
| *sviluppo riserve di idrocarburi* | | *5.564* | *6.293* | *5.238* |
| Dividendi per esercizio di competenza[c] | | 3.167 | 3.034 | 2.972 |
| Dividendi pagati nell'esercizio | | 3.068 | 3.046 | 3.009 |
| Totale attività a fine periodo | | 146.939 | 142.606 | 152.130 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | 55.648 | 53.644 | 55.230 |
| Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 | | 12.175 | 10.899 | 7.026 |
| Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 | | 18.628 | 16.235 | 11.977 |
| Capitale investito netto | | 74.276 | 69.879 | 67.207 |
| *di cui: Exploration & Production* | | *56.132* | *51.687* | *50.905* |
| *Global Gas & LNG Portfolio e Power* | | *(1.322)* | *1.876* | *859* |
| *Enilive e Plenitude* | | *10.396* | *8.688* | *8.832* |
| *Refining e Chimica* | | *7.760* | *7.868* | *7.683* |
| Prezzo delle azioni a fine periodo | (€) | 13,1 | 15,4 | 13,3 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione | (milioni) | 3.167,0 | 3.303,8 | 3.483,6 |
| Capitalizzazione di borsa[d] | (€ miliardi) | 40 | 50 | 48 |

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) L'importo 2024 (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.

## PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Utile (perdita) netto | | | | |
| *- per azione[a]* | (€) | *0,78* | *1,40* | *3,95* |
| *- per ADR[a][b]* | ($) | *1,69* | *3,03* | *8,32* |
| Utile (perdita) netto adjusted | | | | |
| *- per azione[a]* | (€) | *1,60* | *2,47* | *3,78* |
| *- per ADR[a][b]* | ($) | *3,46* | *5,34* | *7,96* |
| Cash flow | | | | |
| *- per azione[a]* | (€) | *4,13* | *4,58* | *5,01* |
| *- per ADR[a][b]* | ($) | *8,94* | *9,90* | *10,55* |
| Return on average capital employed (ROACE) adjusted | (%) | 7,6 | 12,3 | 22,0 |
| Leverage ante IFRS 16 | | 22 | 20 | 13 |
| Gearing | | 25 | 23 | 18 |
| Coverage | | 8,7 | 17,5 | 18,9 |
| Current ratio | | 1,2 | 1,3 | 1,3 |
| Debt coverage | | 70,3 | 93,1 | 145,8 |
| Net Debt/EBITDA adjusted | | 100,5 | 74,4 | 43,0 |
| Dividendo di competenza | (€ per azione) | 1,00 | 0,94 | 0,88 |
| Total Shareholder Return (TSR) | (%) | (9) | 23 | 16 |

(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.

## DIPENDENTI

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | (numero) | 9.188 | 9.840 | 9.733 |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | | 1.151 | 1.130 | 1.317 |
| Enilive e Plenitude | | 5.899 | 5.759 | 5.303 |
| Refining e Chimica | | 10.060 | 10.449 | 9.770 |
| Corporate e altre attività | | 6.194 | 5.964 | 6.065 |
| **Gruppo** | | **32.492** | **33.142** | **32.188** |

## INNOVAZIONE

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Spesa in R&S | (€ milioni) | 178 | 166 | 164 |
| Domande di primo deposito brevettuale | (numero) | 39 | 28 | 23 |

## CLIMA

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)[a] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | 6,8 | 9,0 | 10,0 |
| Net carbon footprint Eni (Scope 1 + 2)[a] | | 23,6 | 26,2 | 30,0 |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[b] | | 181,0 | 173,7 | 164,3 |
| Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[a] | | 395 | 398 | 419 |
| Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)[a] | (grammi di $CO_2$eq./MJ) | 65,2 | 65,6 | 66,3 |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[c] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | 21,2 | 22,7 | 25,0 |
| Emissioni indirette di GHG (Scope 2)[c] | | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1)[c] | (migliaia di tonnellate di $CH_4$) | 16,0 | 16,6 | 26,4 |

(a) KPI calcolati su base equity. Alla luce dell'aggiornamento nel 2024 dei coefficienti Global Warming Potential da parte dell'IPCC, i dati 2023 e 2022 sono coerentemente esposti.
(b) Categoria 11 - GHG Protocol/Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.
(c) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.
I dati 2023 e 2022 sono coerentemente esposti.

## SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE[a]

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,67 | 0,57 | 0,51 |
| *dipendenti* | | *0,69* | *0,66* | *0,41* |
| *contrattisti* | | *0,66* | *0,52* | *0,56* |
| Volumi totali oil spill (>1 barile) | (barili) | 2.815 | 12.719 | 5.628 |
| *di cui: da atti di sabotaggio* | | *2.140* | *5.094* | *5.253* |
| *operativi* | | *675* | *7.625* | *375* |
| Prelievi idrici di acqua dolce | (milioni di metri cubi) | 127 | 109 | 101 |
| Acqua di produzione reiniettata | (%) | 51 | 42 | 43 |

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non. I dati 2023 e 2022 sono coerentemente esposti.

## DATI OPERATIVI

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| **EXPLORATION & PRODUCTION** | | | | |
| Produzione di idrocarburi | (migliaia di boe/giorno) | 1.707 | 1.655 | 1.610 |
| Riserve certe di idrocarburi | (milioni di boe) | 6.497 | 6.614 | 6.628 |
| Vita utile residua delle riserve certe | (anni) | 10,4 | 10,6 | 11,3 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 124 | 69 | 47 |
| Profit per boe[a][c] | ($/boe) | 11,3 | 14,5 | 9,8 |
| Opex per boe[b] | | 9,2 | 8,6 | 8,4 |
| Finding & Development cost per boe[b][c] | | 22,7 | 26,3 | 24,3 |
| **GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER** | | | | |
| Vendite gas naturale | (miliardi di metri cubi) | 50,88 | 50,51 | 60,52 |
| *di cui: in Italia* | | *24,40* | *24,40* | *30,67* |
| *internazionali* | | *26,48* | *26,11* | *29,85* |
| Vendite GNL | | 9,8 | 9,6 | 9,4 |
| Produzione termoelettrica | (terawattora) | 20,16 | 20,66 | 21,37 |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi | | 26,55 | 27,30 | 30,86 |
| **ENILIVE E PLENITUDE** | | | | |
| Capacità di bioraffinazione | (milioni di tonnellate/anno) | 1,65 | 1,65 | 1,10 |
| Produzioni vendute di biocarburanti | (migliaia di tonnellate) | 982 | 635 | 428 |
| Tasso di utilizzo medio bioraffinerie | (%) | 74 | 71 | 58 |
| Quota di mercato rete in Italia | | 21,2 | 21,4 | 21,7 |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 7,70 | 7,52 | 7,50 |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 5.254 | 5.267 | 5.243 |
| Erogato medio per stazione di servizio rete Europa | (migliaia di litri) | 1.638 | 1.645 | 1.587 |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo | (gigawatt) | 4,1 | 3,0 | 2,2 |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | (terawattora) | 4,7 | 4,0 | 2,6 |
| Vendite gas a clienti finali | (miliardi di metri cubi) | 5,51 | 6,06 | 6,84 |
| Vendite energia elettrica a clienti finali | (terawattora) | 18,28 | 17,98 | 18,77 |
| Clienti retail/business a fine periodo | (milioni di Pdf) | 10,0 | 10,1 | 10,1 |
| Punti di ricarica elettrica | (migliaia) | 21,3 | 19,0 | 13,1 |
| **REFINING E CHIMICA** | | | | |
| Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 24,21 | 27,39 | 27,12 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale | (%) | 78 | 77 | 79 |
| Produzioni di prodotti chimici | (migliaia di tonnellate) | 5.685 | 5.663 | 6.856 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici | (%) | 50 | 51 | 59 |

(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.

# Strategia

Eni continua a ottenere risultati eccellenti in un contesto in continua evoluzione, a conferma della nostra consolidata capacità di esecuzione, abilità nel gestire le sfide emergenti e nel cogliere le opportunità future. Eni è focalizzata su business in cui detiene punti di forza distintivi in termini di competitività, basati su tecnologia e catene del valore integrate, e che generano crescita e rendimenti attrattivi in rapporto al rischio. Il nostro approccio strategico sempre coerente ci ha consentito di adattare all'evoluzione del mercato i nostri punti di forza tradizionali, come l'Upstream; di rilanciare la Chimica; di creare nuovi business di valore in ogni ambito delle nostre aree operative, quali Plenitude, Enilive, la società satellite relativa alla CCUS e la business combination in Indonesia-Malesia. Questi risultati riflettono la solidità della nostra strategia: prevediamo di proseguire nel nostro percorso di successo anche nel 2025, e di compiere ulteriori significativi progressi.

Abbiamo inoltre rafforzato la nostra struttura finanziaria con l'obiettivo di supportare la nostra strategia di crescita e diversificazione, e di garantire una remunerazione agli azionisti altamente attrattiva. In particolare, con l'ingresso di nuove forme di capitali nelle nostre società satellite, facciamo leva sulle evoluzioni nei mercati dei capitali, finanziando in modo efficiente la nostra crescita e, soprattutto, garantendo una significativa creazione di valore.
A livello finanziario, prevediamo di aumentare il Cash Flow From Operations (CFFO) per azione di oltre il 14% in media all'anno nel corso di questo decennio, grazie alla crescita in tutti i business e al sostanziale miglioramento dei ritorni, e di incrementare il ROACE di circa 6 punti percentuali nello stesso periodo. Inoltre, la struttura finanziaria di Eni è migliorata significativamente: il leverage si attesterà a un livello storicamente basso, in media al 16%, 5 punti percentuali in meno rispetto al precedente Piano. È altresì importante sottolineare che proseguiremo nella riduzione delle emissioni nelle attività operative, offrendo al contempo ai nostri clienti un portafoglio crescente di energia e basse emissioni di carbonio.

Nel creare una società dal valore crescente, intendiamo riconoscere questi progressi attraverso una remunerazione agli azionisti sempre più attrattiva. Il nostro impegno a incrementare il dividendo resta la priorità, anche rimanendo focalizzati sulla riduzione della cash neutrality a livello di dividendo in media al di sotto di $40 al barile nell'arco del Piano quadriennale. Il dividendo sarà integrato da un piano di riacquisto di azioni proprie che porta il payout complessivo compreso tra 35% e 40% del CFFO, aumentato rispetto al range precedente pari al 30-35%, a testimonianza dei progressi strategici, operativi e finanziari compiuti. Inoltre, in caso di upside nella generazione di cassa, fino al 60% della cassa addizionale generata verrà distribuita a favore degli azionisti. Questo significa che per il 2025 proporremo un dividendo di €1,05 per azione, in aumento del 5%, e un riacquisto di azioni proprie inizialmente fissato a €1,5 miliardi con un upside fino a €3,5 miliardi.

**Claudio Descalzi**
**Amministratore Delegato**

**L'azione industriale Eni nel Piano mira ad accelerare la crescita del valore e la diversificazione del Gruppo, massimizzando i benefici del modello satellitare e mantenendo una solida struttura patrimoniale e una politica di distribuzione al top dell'industria.**

**I principali elementi del Piano Strategico sono:**

- implementazione della **STRATEGIA ENI, COERENTE E DISTINTIVA**, che coglie le significative opportunità di un mercato dell'energia in trasformazione;
- capacità della Società di fare leva sui punti di forza per rispondere ai cambiamenti in corso, attraverso un **PORTAFOGLIO DI ATTIVITÀ CONSOLIDATE**, nuove ed emergenti, facendo leva su **MODELLI DI BUSINESS SOLIDI E INTEGRATI** in grado di generare una crescita altamente competitiva e rendimenti attrattivi;
- **STRUTTURA FINANZIARIA RAFFORZATA** a supporto di un business resiliente e allo stesso tempo innovativo, flessibile e in grado di **CREARE VALORE SOSTENIBILE NEL LUNGO TERMINE**;
- **OPPORTUNITÀ DI INVESTIMENTO ATTRATTIVA** che combina business esposti alla transizione e progressiva crescita di valore, e una **REMUNERAZIONE** attrattiva agli azionisti, quest'anno ulteriormente **POTENZIATA**.

- **investimenti cumulati**, al netto delle operazioni di portafoglio, pari a **€27 miliardi al 2028**, compresi tra €6,5 e €7 miliardi nel 2025.
- **crescita CFFO/azione a un tasso medio annuo del 14%** fino al 2028 e così fino al 2030; CFFO cumulato al 2028 pari a €60 miliardi che, associato a un piano disciplinato di investimenti netti, genererà complessivamente **€33 miliardi di Free Cash Flow**;
- **leverage nel range 10-20%**;
- l'impiego dei satelliti per accedere e raccogliere capitale per il business a supporto della **crescita sia nell'Upstream**, **sia nelle attività legate alla Transizione**, evidenziando il valore significativo che Eni continua a creare in tutti i business;
- ulteriore **potenziamento della remunerazione degli azionisti**. Eni intende incrementare il payout target al 35-40% del CFFO, dal precedente 30-35%, annunciando per il 2025 un dividendo di **€1,05 per azione**, in aumento del 5%, e un programma di **buy-back** per un valore di **€1,5 miliardi**.

## GLOBAL NATURAL RESOURCES

*Eni è leader nel settore dell'esplorazione, con un modello unico di crescita organica e diluizione delle quote di partecipazione in scoperte a elevato potenziale, nonché leader in termini di time-to-market e con una piena valorizzazione dei margini derivanti dalle produzioni equity.*

**crescita della produzione underlying Upstream** del **3-4% all'anno** fino al 2028, e così fino al 2030, ovvero del 2-3% all'anno al netto degli effetti dell'attività di gestione del portafoglio;

**miglioramento del 40% del Free Cash Flow Upstream per barile al 2030** grazie all'esecuzione dei progetti di elevata qualità e alla disciplina nella spesa per investimenti;

## TRANSITION BUSINESSES

*Con Plenitude ed Enilive, Eni ha creato due business integrati a crescita elevata che supportano i clienti nella decarbonizzazione dei consumi di energia e contribuiscono altresì alla diversificazione e resilienza a livello di gruppo. L'ingresso nel 2024 di nuove forme di capitale in questi business ha confermato il valore significativo che Eni sta creando con essi.*

## INDUSTRIAL TRANSFORMATION

*Eni è impegnata nella trasformazione di Versalis, in risposta a un mercato europeo della petrolchimica profondamente deteriorato attraverso la cessazione delle attività relative allo steam cracking e il proseguimento nel percorso di sviluppo di nuove piattaforme di business, come il compounding e i polimeri specializzati, la biochimica e la circolarità attraverso il*

## ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG[1]

Eni ha definito impegni e obiettivi strategici aggiuntivi sulle tematiche ESG prioritarie. Tali obiettivi fanno leva sul modello di business, secondo le 5 leve (per maggiori approfondimenti si veda il modello di business) e integrano l'evoluzione e la crescita delle proprie attività, supportando al contempo la generazione di valore per i propri stakeholder, attraverso la promozione del benessere delle persone, lo sviluppo di competenze professionali e la definizione di modelli di business finalizzati a incrementare le ricadute sociali sulle comunità locali e sulla catena di approvvigionamento. Di seguito vengono riportati i principali impegni e target di sostenibilità in relazione alle leve del modello di business.

(1) Le principali sfide, soluzioni e progetti e l'elenco completo degli impegni sono descritti all'interno della Rendicontazione di Sostenibilità, la quale è declinata secondo i temi degli European Sustainability Reporting Standards (ESRS), come richiesto dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), garantendo la copertura degli aspetti rilevanti per il modello di business.

- NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050
- PROTEZIONE DELL'AMBIENTE
- IL VALORE DELLE NOSTRE PERSONE
- ALLEANZE PER LO SVILUPPO
- SOSTENIBILITÀ NELLA CATENA DEL VALORE

future opportunità di crescita anche attraverso la nuova **rilevante business combination in Indonesia-Malesia** che potrà generare importanti sinergie per diventare uno dei principali operatori nel settore del GNL nella regione;

gestione attiva del portafoglio che continuerà ad esercitare un ruolo chiave nella creazione di valore e sarà realizzata attraverso l'applicazione del "**dual exploration model**", mantenendo l'operatorship, combinata con le dismissioni di asset tradizionali non più strategici;

ulteriore **sviluppo dell'attività di trading** con l'obiettivo di catturare integralmente il margine derivante dalla combinazione tra integrazione dei business, disponibilità dei flussi fisici e degli asset industriali lungo tutta la catena del valore;

**ROACE** (Return on Average Capital Employed) in aumento a **oltre il 15% entro il 2030**.

continua focalizzazione di **GGP** sulla massimizzazione del valore del proprio portafoglio di asset e generazione media di **€800 milioni all'anno di Ebit proforma** nell'arco del piano, con un upside nel 2025 fino a oltre €1 miliardo qualora le condizioni di mercato lo consentissero;

lancio nel **2025** della **nuova società satellite relativa al business della CCUS** consolidando i propri progetti in un'unica entità e facendo leva sulla propria competenza tecnica e finanziaria;

approccio distintivo ai **Data Center,** alimentati tramite blue power come un'importante potenziale nuova area di business;

Crescita della **capacità installata** di energia rinnovabile di **PLENITUDE fino a 15 GW entro il 2030**, consentendo di **quasi raddoppiare l'EBITDA proforma entro il 2028**, fino a €1,9 miliardi, livello che crescerà ulteriormente fino a oltre €2,5 miliardi entro il 2030. **ROACE a medio termine atteso intorno al 10%**;

Conferma dell'obiettivo di **ENILIVE** di oltre **5 milioni di tonnellate di capacità di produzione di biocarburanti** entro il 2030 e l'opzionalità per la produzione di **SAF di oltre 2 milioni di tonnellate**;

**EBITDA proforma** di **ENILIVE a €2,5 miliardi entro il 2028,** raggiungendo €3 miliardi entro il 2030. Enilive è nella posizione di generare un **ROACE superiore al 15%**;

probabili **investimenti esterni per Plenitude**, come fatto per Enilive, fino a un livello di partecipazione di circa il 30%.

*riciclo chimico e meccanico. Il piano di trasformazione di Versalis include anche la realizzazione di nuove iniziative industriali coerenti con la strategia di Eni, sia nella bioraffinazione che nelle iniziative di stoccaggio di energia, e potenzialmente anche nei data center e nell'intelligenza artificiale.*

**EBIT a break even entro il 2027**;

riduzione degli investimenti di circa €350 milioni rispetto al Piano precedente che condurrà al **pareggio del FCF entro il 2028**;

**ROACE** relativo alle **nuove piattaforme di business** di circa il **10% entro il 2030**.

Confermato il percorso di neutralità carbonica al 2050 con gli obiettivi di Net Zero Carbon Footprint Upstream al 2030, Net Zero Carbon Footprint Eni al 2035, Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Net Zero Carbon Intensity al 2050

Dichiarata l'ambizione di raggiungere la positività idrica al 2050 nei propri siti operati, attraverso un approccio che tenga in considerazione anche azioni a livello di bacino idrografico, ispirandosi ai principi del Net Positive Water Impact proposto dal Ceo Water Mandate

- Mantenimento del TRIR ≤0,40 nel quadriennio 2025-2028
- +15% ore di formazione al 2028 rispetto al 2024
- +4 punti percentuali di popolazione femminile al 2030 rispetto al 2020
- +3,8 punti percentuali di personale femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri) al 2030 rispetto al 2020

Oltre 20 milioni di persone raggiunte al 2030 attraverso iniziative a sostegno delle comunità locali nei settori dell'accesso all'energia (incluse le iniziative di clean cooking); dell'educazione; dell'acqua; della diversificazione economica, della salute e tutela del territorio

- Mantenimento delle valutazioni ESG nei procedimenti per oltre il 90% del procurato Italia al 2025 rispetto al 2023
- Procedimenti con valutazioni ESG per il 90% del procurato estero al 2026 rispetto al 2023
- 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile entro il 2025

# Risk Management Integrato

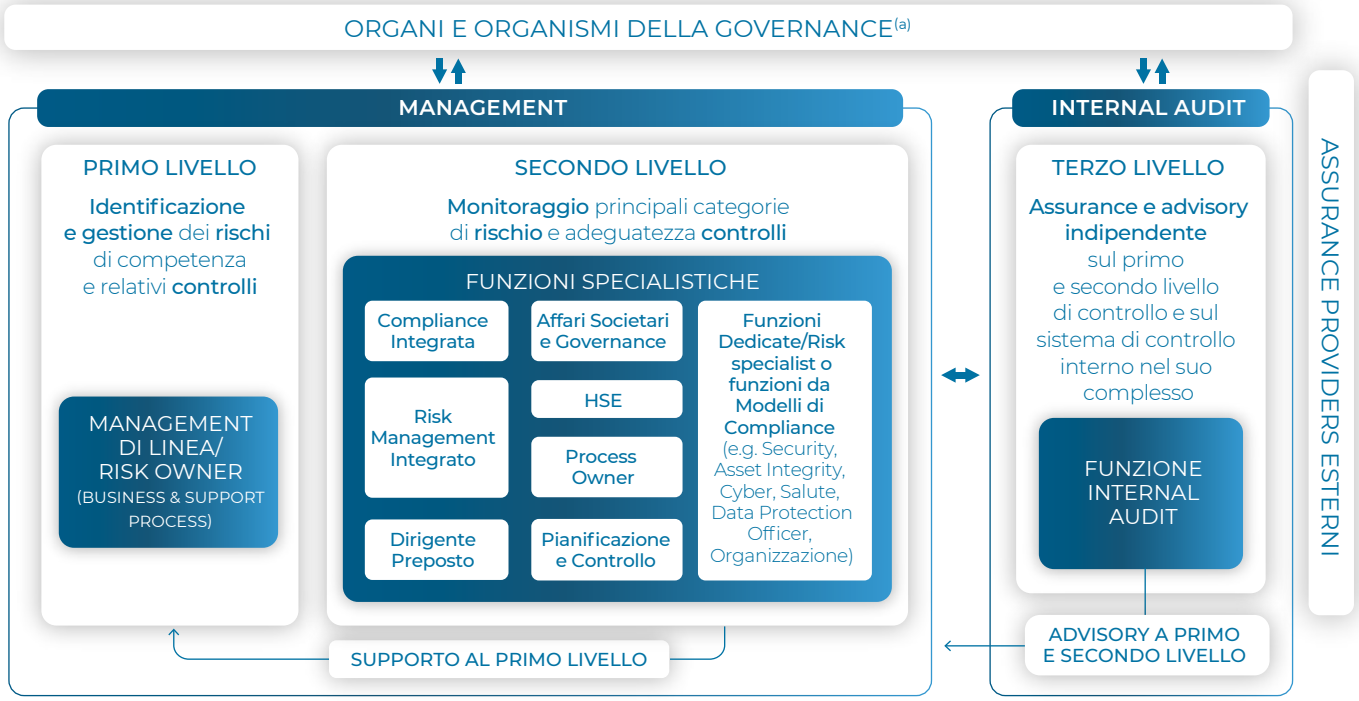
Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi con una visione integrata, complessiva e prospettica.
Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva su criteri che assicurano la consistenza e qualità delle valutazioni per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico quadriennale) 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, che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce, sulla base delle analisi proposte dall'Amministratore Delegato (AD) e con il supporto del Comitato Controllo e Rischi (CCR), con riferimento al Piano Strategico quadriennale, la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della società, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della società.
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, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business, 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. Con cadenza almeno trimestrale la funzione RMI presenta i relativi risultati all'Amministratore Delegato, al Comitato Controllo e Rischi, nonché, ove richiesto, agli altri organi di controllo e vigilanza. L'AD sottopone almeno trimestralmente le risultanze delle analisi sui principali rischi Eni all'esame del CdA.

## PROCESSO RMI

Il processo RMI, caratterizzato da un approccio strutturato e sistematico, prevede che tutti i principali rischi di Eni siano rilevati, analizzati e consolidati, al fine di supportare da un lato il processo decisionale del management, rafforzando la consapevolezza sui rischi e sulle relative azioni di trattamento ad ogni livello dell'organizzazione, e, dall'altro lato, la supervisione sui rischi da parte degli organi di amministrazione e controllo di Eni.
Il processo, regolato dalla Global Procedure "Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi:

i) Risk strategy;
ii) Integrated Risk Assessment;
iii) Integrated Country Risk;
iv) Integrated Project & M&A Risk Management.

Il processo RMI parte dal contributo specialistico all'elaborazione del Piano Strategico quadriennale (sottoprocesso "Risk Strategy") con riferimento al quale supporta la valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione della compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici della Società, attraverso l'analisi del profilo di rischio aziendale sotteso alla proposta di Piano e l'individuazione delle principali azioni con efficacia derisking 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 Assessment" prevede attività periodiche di assessment e monitoring finalizzate ad assicurare un'analisi organica e integrata del profilo di rischio associato agli obiettivi del Piano Strategico quadriennale, anche in ottica di medio-lungo termine, attraverso l'identificazione, la valutazione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali e delle relative azioni di trattamento; attività di assessment su asset industriali; altre analisi su rischi specifici. Sono inoltre svolte attività di analisi integrata dei rischi esistenti nei principali Paesi di presenza o di potenziale interesse (sottoprocesso "Integrated Country Risk") e supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di portafoglio in ambito (sottoprocesso "Integrated Project & M&A Risk Management").
I rischi sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si ver-




(a) Si intendono: Consiglio di Amministrazione, Comitato Controllo e Rischi, Collegio Sindacale, Organismo di Vigilanza, Presidente del CdA e Amministratore Delegato.

rebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa di norma 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 quadriennale 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 possono essere analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi di cassa a rischio nonché di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test).

Sono infine svolte attività di Risk Knowledge, formazione e comunicazione sui rischi, volte ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, identificare, sviluppare, rafforzare le risorse operanti in ambito risk management trasversalmente ai diversi business di Eni e sviluppare il risk knowledge management system.

Nel corso del 2024 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Assessment, mentre nel secondo semestre è stato svolto il 4Y Plan Risk Assessment per supportare il processo di elaborazione del Piano Strategico quadriennale. L'assessment ha coinvolto tutte le linee di business Italia ed estero (oltre 40 Paesi). Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio 2024 e dicembre 2024. 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 di eventuali specifiche azioni di trattamento pianificate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2024.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa.

# 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;
- diversificazione portafoglio supply gas/LNG attraverso lo sviluppo di iniziative integrate UPS/GGP per la valorizzazione del gas equity e azioni di ottimizzazione del portafoglio;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato;
- ottimizzazione assetti industriali business tradizionali;
- sviluppo capacità di raffinazione bio, mediante conversione circuito produttivo raffinazione tradizionale e selettive partnership in mercati d'interesse geograficamente differenziati e diversificazione prodotti (Sustainable Aviation Fuel - SAF);
- flessibilizzazione feedstock anche tramite l'integrazione con agribusiness;
- piano di ristrutturazione della chimica di base;
- sviluppo nuove piattaforme della chimica (polimeri specializzati, biochemicals, riciclo);
- ottimizzazione degli assetti in funzione delle condizioni di mercato e iniziative per decarbonizzare il settore power;
- massimizzazione sinergie tra generazione elettrica da rinnovabili e portafoglio clienti power e securitizzazione dei ricavi da rinnovabili attraverso la stipula di Purchase Power Agreement.

### 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**

- Diversificazione portafoglio supply gas/LNG attraverso lo sviluppo di iniziative integrate UPS/GGP per la valorizzazione del gas equity e azioni di ottimizzazione del portafoglio;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato;
- crescita del business della mobilità sostenibile e sviluppo selettivo della rete;
- piano di ristrutturazione della chimica di base e sviluppo nuove piattaforme (polimeri specializzati, biochemicals, riciclo);
- crescita portafoglio clienti prevalentemente all'estero e aumento quota clienti power;
- massimizzazione delle sinergie di integrazione con le produzioni da fonte rinnovabile e con e-mobility;
- spinta su digitalizzazione nei processi di customer management e progressiva riduzione dell'impronta carbonica sulle vendite gas&power;
- sviluppo della capacità su mercati geograficamente diversificati con particolare attenzione a quelli di presenza Retail;
- rafforzamento mix diversificato di tecnologie (offshore wind, BESS);
- sviluppo sul mercato renewables con focus sulla redditività anche attraverso l'integrazione con retail.

### CLIMATE CHANGE

**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Climate change**, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) e rischi fisici 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 comitati specifici a supporto;
- Piano Strategico con definizione di azioni operative per ciascun business a sostegno della trasformazione industriale e per il raggiungimento degli obiettivi di breve, medio e lungo termine;
- politica di remunerazione con piani di incentivazione a breve e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con il Piano Strategico;
- resilienza tramite flessibilità della strategia, diversificazione del portfolio con lo sviluppo di linee di business/ prodotti lower carbon e verifica del portafoglio attraverso stress test di scenario;
- sviluppo tecnologico con piano triennale, o anticipato in caso di rilevanti discontinuità tecnologiche, e partecipazione attiva negli ecosistemi di innovazione nazionali e internazionali;
- trasparenza nella disclosure climatica, dialogo proattivo con gli stakeholder e adesione alle iniziative internazionali e monitoraggio dei trend legislativi e giurisprudenziali (v. anche rischio indagini e contenziosi HSE);
- processo di risk management per l'individuazione e l'analisi degli asset esposti a variazioni potenziali prospettiche di eventi naturali che possano impattare operabilità e sicurezza degli asset di Eni.

# RISCHIO ESTERNO

| | | |
|---|---|---|
| **GEOPOLITICO** | PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO | **Geopolitico,** riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business. |
| | AZIONI DI TRATTAMENTO | • Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;<br>• monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;<br>• monitoraggio e valorizzazione della presenza Eni, delle iniziative di promozione economica nei Paesi di interesse e di attenzione alle tematiche economiche, sociali, energetiche e ambientali. |
| **PAESE** | PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO | **Global security risk,** riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.<br>**Instabilità politica e sociale**, 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 e ritardi nei progetti.<br>**Credit & Financing Risk**, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti e nel recupero dei costi sostenuti. |
| | AZIONI DI TRATTAMENTO | • Diversificazione geografica del portafoglio;<br>• ingaggio in tavoli nazionali e internazionali per la realizzazione di piani di collaborazione e risposta a potenziali minacce con coinvolgimento delle imprese;<br>• interventi di mitigazione per i rischi security mediante progetti e programmi specifici per alcune aree/siti maggiormente sensibili;<br>• 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;<br>• stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;<br>• richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie. |
| **DOWNGRADING RATING** | PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO | **Rischio downgrading,** riferito al possibile downgrading del rating long-term di Eni. |
| | AZIONI DI TRATTAMENTO | • Analisi prospettica del livello di leverage e monitoraggio dei flussi di cassa;<br>• mantenimento/revisione capex e opex; miglioramento dell'efficienza finanziaria;<br>• mantenimento forte riserva di liquidità in essere;<br>• continuo dialogo tra Eni e le agenzie di rating. |
| **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;<br>• azioni gestionali a mitigazione del rischio: garanzie, factoring, coperture assicurative;<br>• monitoraggio sistematico degli indicatori di rischiosità delle controparti affidate e meccanismi tempestivi di alerting. |
| **NORMATIVA SETTORE ENERGY** | PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO | **Normativa Settore Energy,** riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa. |
| | AZIONI DI TRATTAMENTO | • Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; advocacy nell'ambito dei processi istituzionali di definizione di nuove direttive o regolamenti;<br>• definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa:<br>- diversificazione geografica della capacità bio, flessibilizzazione feedstock e ampliamento gamma prodotti (sviluppo agro biofeedstock, produzione biojet);<br>- sviluppo chimica da fonti rinnovabili, sviluppo riciclo meccanico e chimico. |

# RISCHIO ESTERNO

## PERMITTING

**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Permitting,** 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.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Dialogo costante con le Istituzioni e audizioni presso le commissioni parlamentari;
- coinvolgimento continuo fin dalle prime fasi delle autorità e degli stakeholder su obiettivi e progress di progetto;
- trasferimento e condivisione del know-how con gli enti coinvolti, anche attraverso un maggior coinvolgimento degli organi tecnici;
- presidio e monitoraggio degli iter autorizzativi.

## 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;
- campagne di informazione e formazione del personale;
- 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.

## RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI

**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Rapporti con gli stakeholder** locali del settore energy.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e dei piani di incentivazione del management;
- continuo dialogo con gli stakeholder per comunicare l'approccio sostenibile Eni alle attività, anche tramite progetti di sviluppo sociale e territoriale e di valorizzazione del local content;
- realizzazione di accordi di collaborazione con enti nazionali e internazionali nella direzione del Partenariato Pubblico Privato (FAO, UNDP, UNESCO, UNIDO...);
- 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.

# RISCHIO OPERATIVO

## INCIDENTI

**PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO**

**Rischi di blow-out e altri incidenti** agli asset industriali, nonché nella gestione della logistica persone/prodotti, con potenziali danni a persone, ambiente e asset ed impatti sulla redditività e 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;
- rafforzamento della Cyber Security Posture aziendale tramite azioni volte ad aumentare la capacità di detection (e.g. implementazione di Indicatori di Compromissione) e response di minacce cyber;
- rafforzamento dei presidi di sicurezza per le consociate estere e dei siti industriali;
- 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**

**Indagini e Contenziosi** in materia climate change, ambientale e salute e sicurezza.

**AZIONI DI TRATTAMENTO**

- Attività di difesa legale in sedi giurisdizionali e non;
- presenza di strutture organizzative dedicate all'assistenza legale e al presidio dei rapporti istituzionali nazionali e internazionali su tematiche HSE e climate change;
- 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;
- iniziative di comunicazione mirate.

# 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. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance[1] 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 (Codice di Governance), cui il Consiglio di Amministrazione di Eni (CdA) ha aderito il 23 dicembre 2020. Il Codice di 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.

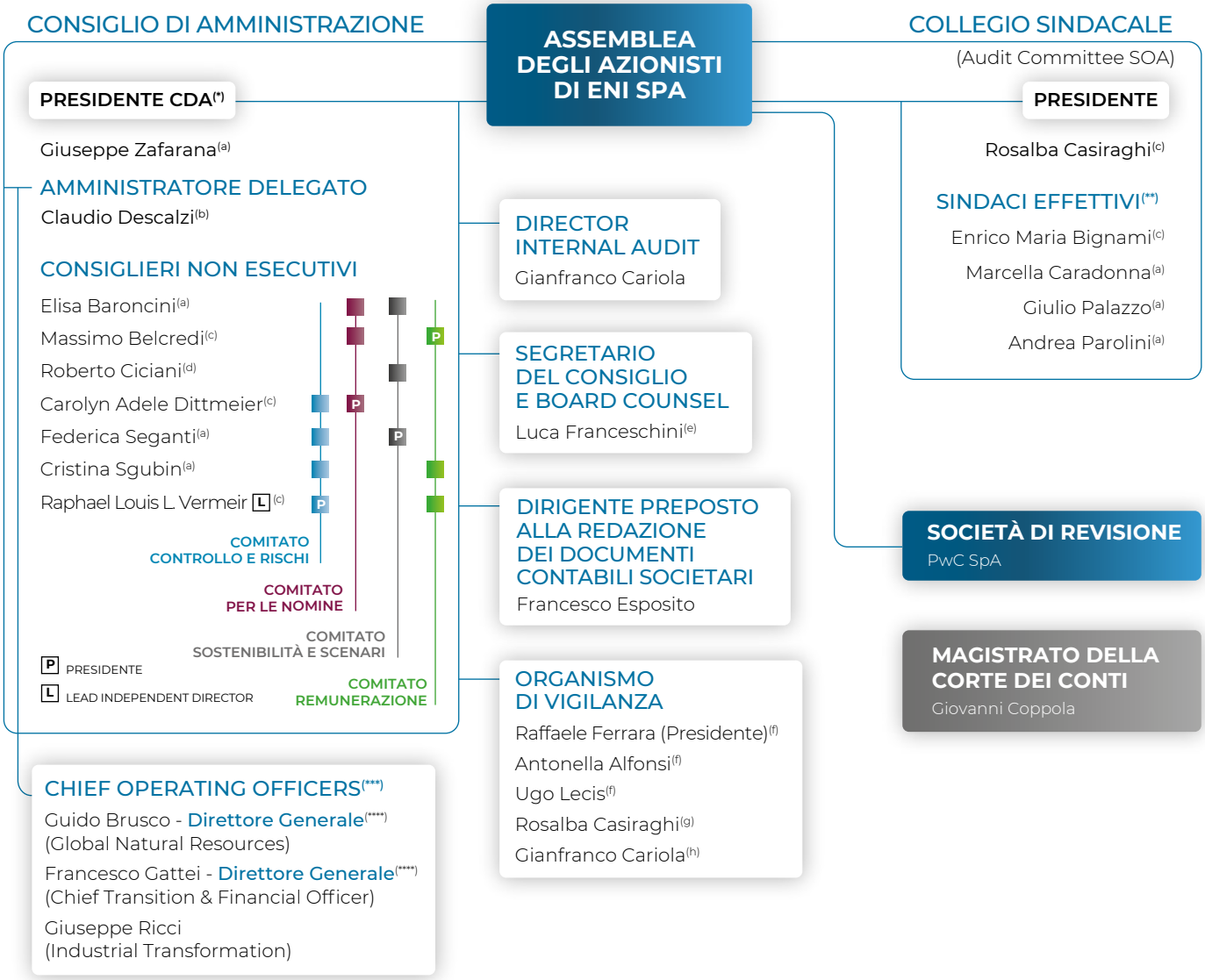
## IL MODELLO DI GOVERNANCE DI ENI

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 CdA, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale (CS) e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione. Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato (AD), nominato da ultimo l'11 maggio 2023, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità, controllo interno e gestione dei rischi. Il CdA ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni istruttorie, consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi[2], il Comitato Remunerazione[3], 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 al Presidente del CdA di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al CdA, d'intesa con l'AD, nomina, revoca, remunerazione e risorse gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'AD, incaricato dell'istituzione e del mantenimento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); il Presidente del CdA è inoltre coinvolto 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 del Presidente del CdA, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza imparziale e indipendente nei confronti del Presidente stesso, dei singoli Consiglieri e del Consiglio[4] nel suo complesso. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dal Presidente del CdA – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Governance, e il Presidente del CdA vigila sulla sua indipendenza.

(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, pubblicata anche sul sito internet della Società, nella sezione Governance.
(2) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno 2 componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, l'11 maggio 2023 il CdA ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedono l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Governance e del proprio Regolamento.
(3) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di 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, l'11 maggio 2023 il CdA ha valutato che 2 su 3 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 Governance e del proprio Regolamento.
(4) 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 al 31 dicembre 2024 che, nel corso dell'esercizio 2024, non ha visto la nomina di nuovi Amministratori e Sindaci:

## STRUTTURA DI CORPORATE GOVERNANCE DELLA SOCIETÀ




(a) Eletto/a dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(b) Eletto dalla lista di maggioranza.
(c) Eletto/a dalla lista di minoranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(d) Eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
(e) Anche Director Compliance Integrata.
(f) Componente esterno.
(g) Presidente del Collegio Sindacale.
(h) Director Internal Audit.

(*) Non esecutivo.
(**) Sindaci supplenti:
- Giulia De Martino, eletta dalla lista di maggioranza;
- Giovanna Villa, eletta dalla lista di minoranza.

(***) Dal 1° ottobre 2024. Per maggiori informazioni, si rinvia al Comunicato Stampa Eni del 12 settembre 2024.
(****) Nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine. Al Direttore Generale si applicano le disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

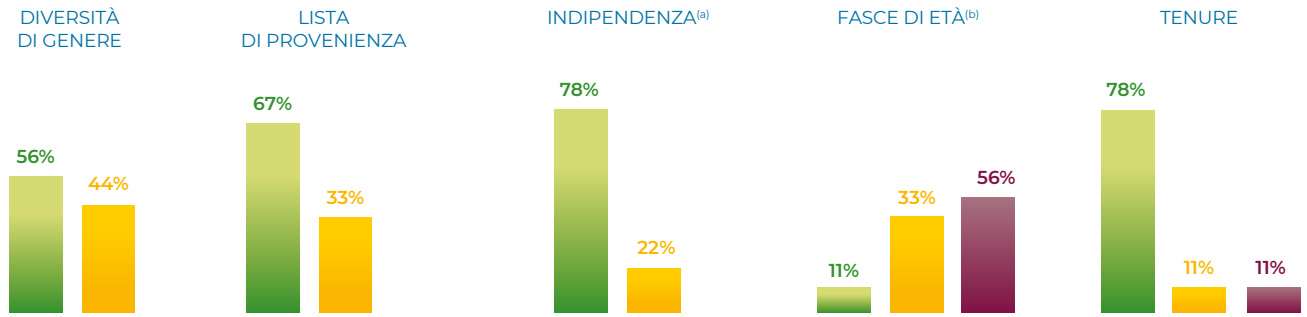
# NOMINA E COMPOSIZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI

## IL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Il CdA e il Presidente del CdA sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti. Per consentire la presenza di Consiglieri designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il CdA in carica, nominato nel maggio 2023 fino all'Assemblea di approvazione del bilancio 2025, è composto da 9 componenti. Tre Consiglieri sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. L'Assemblea degli Azionisti del maggio 2023 nel nominare il nuovo CdA per il triennio 2024-2026 ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato prima dell'Assemblea dal CdA uscente sulla composizione quali-quantitativa ritenuta ottimale. Nell'orientamento è stata 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 e al controllo dei rischi climatici e ambientali, sviluppata in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisita in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera la Società. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato, come confermato anche dall'esercizio di autovalutazione condotto dal Consiglio nel primo anno di mandato, da cui è emerso un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze, e sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di poter apportare al CdA, in base alla loro preparazione, motivazione e senso di appartenenza. Le competenze dei Consiglieri sui temi, tra gli altri, ESG e sostenibilità sono state ulteriormente rafforzate attraverso un programma di induction strutturato avviato a inizio di mandato e ampiamente sviluppato nel 2024.

La composizione del Consiglio 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 valutazioni del CdA, effettuate dopo la nomina e, previa istruttoria del Comitato per le Nomine, periodicamente, da ultimo il 26 febbraio 2025, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7[5] dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura il Presidente del CdA) si conferma superiore alle previsioni statutarie e del Codice di Governance. In aggiunta, il Consiglio, in occasione delle predette valutazioni, ha accertato che tutti gli Amministratori sono in possesso dei requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente, non ricadono in alcuna situazione di incompatibilità, ineleggibilità e decadenza e rispettano i limiti al cumulo degli incarichi deliberato dal CdA l'11 maggio 2023.

### COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE




Uomini 5
Donne 4

Maggioranza 6
Minoranza 3

Indipendenti 7
Non indipendenti 2

40-50 anni 1
51-60 anni 3
61-70 anni 5

0-3 esercizi 7
4-6 esercizi 1
>9 esercizi 1

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(b) Dati al 31 dicembre 2024.

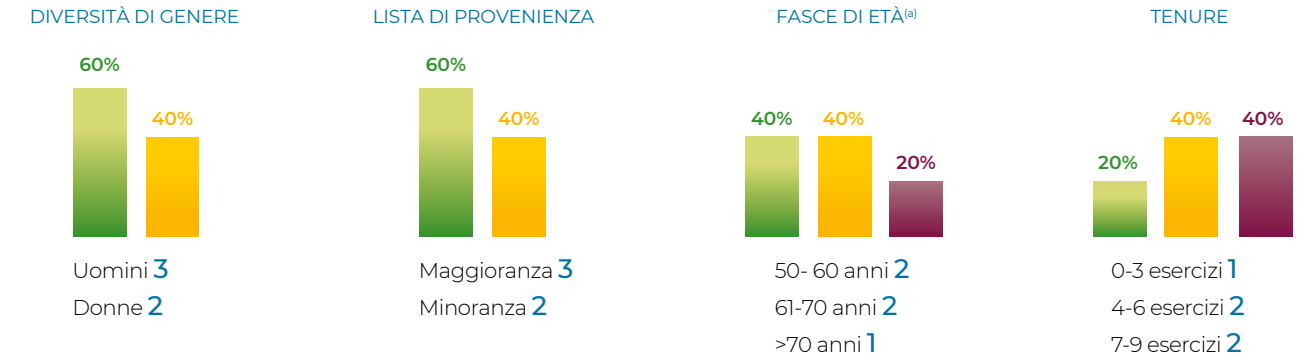
(5) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia, e ai sensi del Codice di Governance.

## IL COLLEGIO SINDACALE

Il CS e il suo Presidente sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti tramite il voto di lista, al fine di consentire la presenza di Sindaci designati dagli azionisti di minoranza. Il Collegio in carica, nominato nel maggio 2023 fino all'Assemblea di approvazione del bilancio 2025, è composto da 5 componenti effettivi e 2 supplenti. Due Sindaci effettivi, tra cui il Presidente, 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. Nel 2023, il Collegio ha espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione dell'organo, sottolineando, tra l'altro, l'importanza delle competenze e/o esperienze in tema di informativa di sostenibilità, climate change e transizione energetica. La composizione del Collegio è diversificata in relazione al genere, in conformità con la legge e lo Statuto. Ai sensi di legge i Sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, professionalità e onorabilità. Il Codice di Governance raccomanda, inoltre, che tutti i componenti del Collegio siano in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dallo stesso Codice per gli amministratori. La valutazione dell'indipendenza è effettuata dal Collegio, in base alle informazioni fornite da ciascun componente dell'organo e trasmessa al Consiglio di Amministrazione.

Il CS, in qualità di "Comitato per il Controllo Interno e la revisione contabile" ai sensi del D.lgs. n. 39/2010 deve possedere altresì il requisito di cui all'art. 19 del Decreto stesso secondo cui "I membri del Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, nel loro complesso, sono competenti nel settore in cui opera l'ente sottoposto a revisione" e verificare il possesso del requisito di "Audit Committee financial experts", ai fini della legislazione statunitense. Il CS in carica ha verificato il possesso di tali requisiti successivamente alla nomina e periodicamente nel corso del mandato.

### COMPOSIZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE




(a) Dati al 31 dicembre 2024.

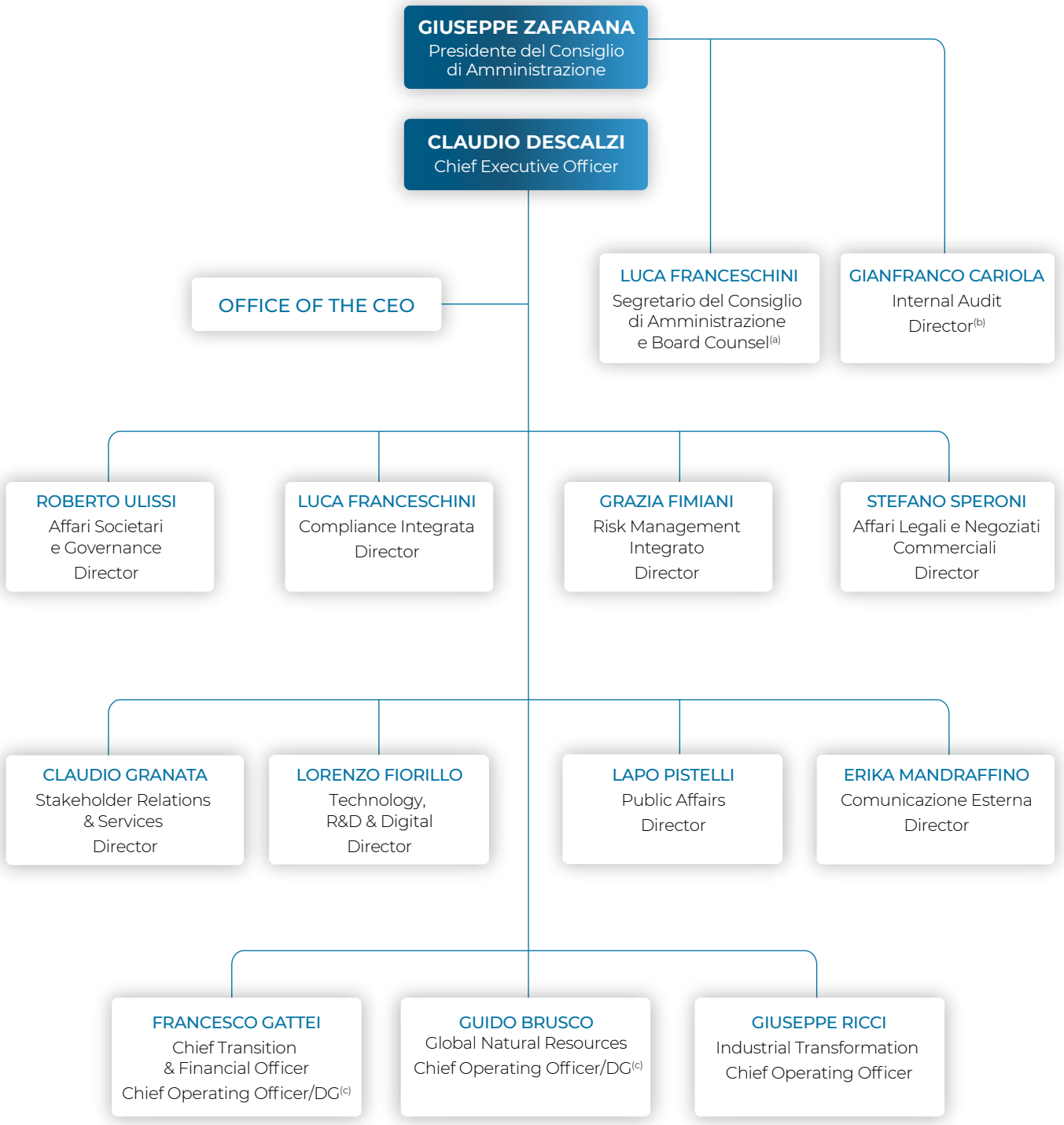
## IL MANAGEMENT

Negli ultimi anni, il Consiglio ha dedicato particolare attenzione agli assetti organizzativi della Società, con interventi significativi nel sistema di controllo interno, gestione dei rischi e compliance, ponendo la funzione di Risk Management Integrato e una nuova funzione di Compliance Integrata alle dirette dipendenze dell'AD. A settembre 2024, il Consiglio ha aggiornato la struttura organizzativa, riorganizzando le attività di business in tre strutture affidate ad altrettanti Chief Operating Officer[6] posti alle dipendenze dell'AD: "Global Natural Resources", "Industrial Transformation" e "Chief Transition & Financial Officer", per garantire efficacia e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, creazione di valore e trasformazione industriale. In termini di genere, la percentuale delle donne come primo riporto dell'AD si attesta al 25%. L'AD e i Direttori Generali, nell'esercizio delle loro deleghe, sono responsabili dell'attuazione delle strategie definite dal Consiglio nell'ambito della pianificazione strategica, oltre che della gestione dei rischi con il supporto delle funzioni specialistiche aziendali competenti in materia di sviluppo sostenibile, salute, sicurezza, ambiente e risorse umane.

(6) Il Chief Operating Officer "Global Natural Resources" e il Chief Operating Officer "Chief Transition & Financial Officer" sono stati nominati dal CdA, su proposta dell'AD, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine, quali Direttori Generali, con conseguente applicazione anche delle disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

Di seguito, si fornisce una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA al 31 dicembre 2024:

## MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA

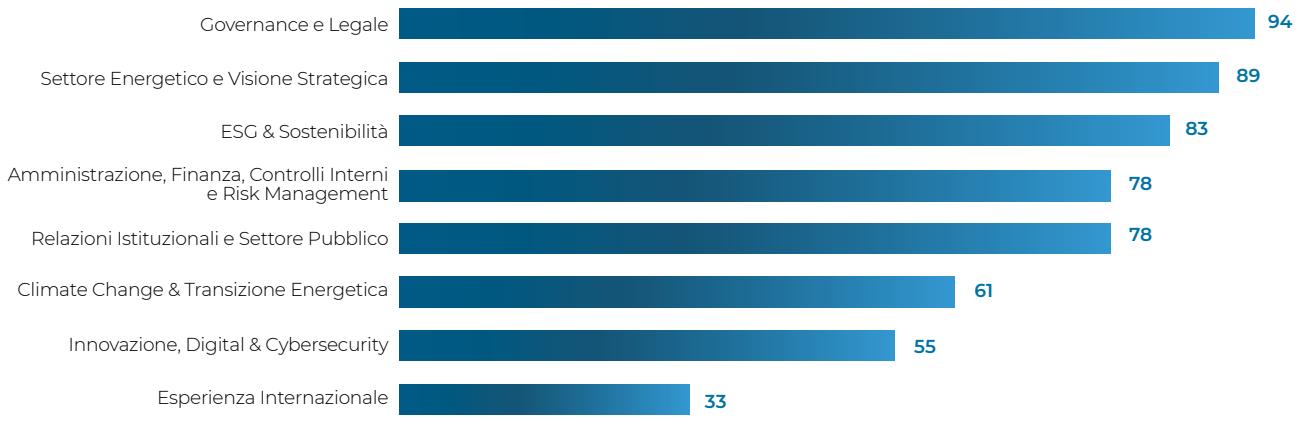



(a) Il Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente del CdA.
(b) Il Responsabile della Funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente del CdA, fatta salva la dipendenza 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) Francesco Gattei e Guido Brusco sono stati nominati dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine, quali Direttori Generali, con conseguente applicazione delle disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

# ESPERIENZA E FORMAZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI SUI TEMI DI SOSTENIBILITÀ

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review"), 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. Con riferimento all'esercizio 2024, il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interviste che hanno riguardato in particolare la composizione e l'operatività del CdA e dei Comitati, in continuità con l'esercizio precedente, anche con riferimento alle tematiche ESG/di sostenibilità, in termini di definizione delle priorità, integrazione nei processi decisionali, valutazione degli specifici profili di rischio, collegamento ai sistemi di remunerazione manageriale, svolgimento di adeguate attività di formazione. Nell'autovalutazione condotta nel secondo anno di mandato sono stati inoltre esaminati gli esiti dell'esercizio di autovalutazione dell'anno precedente e le relative aree di miglioramento, nonché le principali attività svolte nel 2024. Sono state infine approfondite le dinamiche di Consiglio e la sua efficacia complessiva anche in relazione alla qualità media dei contributi e competenze chiave espresse individualmente dai singoli Consiglieri. È stato quindi confermato un giudizio positivo sulle professionalità in seno al CdA, ritenute generalmente in linea con le indicazioni previste nel documento di Orientamento agli azionisti sulla composizione ottimale approvato nel 2023. Le competenze dei Consiglieri sono state supportate anche nel 2024 dal programma di formazione "board induction" per amministratori e sindaci, e che ha riguardato, tra l'altro, tematiche di interesse generale riguardanti il modello e le strategie di business, l'approccio ed il modello di sostenibilità in aree quali la salute delle persone, i diritti umani, la trasparenza e la lotta alla corruzione (anche in occasione della partecipazione a una sessione del "Compliance Program Anti-corruzione di Eni"), le principali novità riguardanti il sistema normativo aziendale, con un focus dedicato alle novità introdotte nel framework del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, che è parte integrante della strategia aziendale. Sui temi dell'innovazione, della digitalizzazione e delle nuove tecnologie, che costituiscono un'importante leva strategica di trasformazione del business, il Consiglio ha inoltre avuto modo di approfondire la progettualità nel campo dell'energia da fusione, gli sviluppi del progetto di completamento e avvio del nuovo sistema di super calcolo (High Performance Computing - HPC) HPC6[7], nonché il tema dell'intelligenza artificiale. Il programma si è poi arricchito di due sessioni off-site del Consiglio, la prima riguardante la visita ad un sito operativo all'estero (Abu Dhabi), la seconda relativa alla visita al Green Data Center della Società, in occasione della quale sono stati presentati i risultati conseguiti nell'ambito del progetto sul sistema di supercalcolo HPC6. Sono infine proseguite le iniziative (workshop dedicati e report periodici) volte a rafforzare la conoscenza e consapevolezza di Consiglieri e Sindaci in tema di cyber security, con analisi dei principali rischi e minacce cyber e delle misure di presidio messe in atto.

**AUTOVALUTAZIONE DELLE CONOSCENZE, COMPETENZE ED ESPERIENZE COMPLESSIVE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE** (VALORE %)




(7) Per maggiori approfondimenti sul sistema di calcolo HPC6 si rinvia ai comunicati stampa del 23 gennaio e del 19 novembre 2024.

Secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del CS emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Governance, il CS conduce annualmente un processo di autovalutazione sulla propria composizione e operato. Nel 2024 e 2023, questo processo ha riguardato, tra l'altro, la valutazione delle competenze e delle esperienze dei componenti anche in tema di sostenibilità. Inoltre, il Collegio partecipa al programma di formazione "board induction" per Amministratori e Sindaci. Gli esiti del processo di autovalutazione sono riportati nella Relazione del Collegio all'Assemblea degli Azionisti.

# RUOLI E RESPONSABILITÀ SUI TEMI DI SOSTENIBILITÀ

## L'INTEGRAZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ NELLA STRATEGIA

La struttura della governance di Eni integra la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile", all'interno del modello di business di Eni. Il CdA ha definito la mission di Eni (da ultimo nel 2019), ispirata agli obiettivi dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Inoltre, il CdA si è riservato il compito di definire, su proposta dell'AD, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo, perseguendone il successo sostenibile e monitorandone l'attuazione, come espressamente previsto nella delibera sui poteri riservati del Consiglio[8], adottata da ultimo l'11 maggio 2023. Inoltre, nell'ottica del perseguimento del successo sostenibile il CdA, in linea con il Codice di Governance, promuove il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholders rilevanti per la Società. In particolare, il Consiglio, su proposta del Presidente del CdA, formulata d'intesa con l'AD, ha adottato la politica per la gestione del dialogo con la generalità degli azionisti, anche al fine di assicurare una comunicazione ordinata e coerente. Il Presidente del CdA assicura, con il supporto del Segretario del Consiglio, che il CdA sia informato sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo dando conto delle valutazioni espresse dalle varie tipologie di investitori.

## IL RUOLO DEL CDA NELLA PIANIFICAZIONE STRATEGICA E RELATIVI FLUSSI INFORMATIVI

Il CdA di Eni, nell'esercizio dei poteri che lo stesso si è riservato, approva il Piano Strategico (piano quadriennale e piano di medio-lungo termine), che include i target industriali di business, i risultati economici finanziari e i target di sostenibilità, tra cui anche i target emissivi di medio-lungo termine, a testimonianza di come la strategia di decarbonizzazione sia parte integrante della strategia d'impresa di Eni. In tale contesto, assume primaria importanza la strategia volta alla creazione di valore lungo l'intero orizzonte di piano, in un processo sinergico che vede il coinvolgimento attivo dell'azienda nel suo complesso e, in particolare, del CdA, quale organo di vertice della gestione societaria. Il Piano Strategico è stato esaminato e approvato dal CdA nel corso della riunione del 13 marzo 2024, in esito ad un complesso processo di preventiva condivisione, avviato già nelle precedenti riunioni del 25 gennaio e del 15 febbraio 2024, attraverso lo svolgimento di tre letture incentrate sugli elementi di contesto e di scenario, nonché sull'illustrazione dei driver strategici per settori di business. Analogo processo di esame è stato seguito per il nuovo Piano Strategico approvato dal CdA il 26 febbraio 2025.

In tali valutazioni, il CdA è supportato da uno specifico Comitato consiliare, il Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni istruttorie, consultive e propositive sui processi, iniziative e attività tese a presidiare l'impegno, il confronto e la formazione relativamente allo sviluppo sostenibile lungo tutta la catena del valore, con particolare riferimento alle tematiche di: transizione climatica e innovazione tecnologica, accesso all'energia e sostenibilità energetica, ambiente ed efficienza energetica, sviluppo locale, rispetto e tutela dei diritti, integrità e trasparenza, Diversity & Inclusion[9]. Il CdA riveste, inoltre, un ruolo attivo nell'attuazione della strategia di Eni anche attraverso l'approvazione dei progetti di investimento e delle operazioni di portafoglio incluse nel Piano Strategico, secondo quanto stabilito dalla delibera sui poteri ad esso riservati, e ne monitora annualmente l'avanzamento e il rispetto di requisiti e target, che includono anche gli esiti dell'analisi dei rischi ed eventuali valutazioni sugli impatti ESG associati alle suddette operazioni. Fondamentale per la conduzione sana e corretta dell'impresa è il 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, le cui linee di indirizzo generali sono definite dal CdA, in coerenza con le strategie della Società, con il supporto del Comitato Controllo e Rischi e sentito il Presidente per la parte relativa alle attività di Internal Audit. Inoltre, sempre con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, il CdA si è riservato il potere di (i) esaminare i principali rischi aziendali, identificati dall'AD, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e dallo stesso sottoposti al CdA almeno trimestralmente e (ii) valutare, su base semestrale, l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche di Eni

(8) I poteri riservati del Consiglio sono puntualmente declinati nella delibera assunta in data 11 maggio 2023, disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.
(9) Per approfondimenti sulle funzioni del Comitato Sostenibilità e Scenari, si rinvia al relativo Regolamento, disponibile sul sito sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

e al profilo di rischio assunto, in particolare in base alle Relazioni predisposte dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Comitato Controllo e Rischi, dalle funzioni di Risk management e Compliance Integrata; (iii) valutare annualmente l'adeguatezza dell'assetto organizzativo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto nonché la sua efficacia, salvo modifiche che rendano necessario un aggiornamento semestrale. Il CdA svolge inoltre un ruolo centrale nell'approvazione e revisione delle linee fondamentali del ▶ sistema normativo interno e delle policy in materia di Ethics, Compliance & Governance, anche a presidio dei rischi e nella ricezione dei flussi informativi (quali ad esempio gli strumenti normativi in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate, di anti-corruzione e di internal audit, nonché le linee di indirizzo del SCIGR). Nel suo ruolo di indirizzo strategico, il CdA, nell'ambito della delibera sui poteri che lo stesso si è riservato, ha il compito di approvare il Modello di gestione, vigilanza e controllo dei rischi di Salute, Sicurezza e Ambiente, Security e Incolumità pubblica della Società e le sue modifiche sostanziali, esaminando annualmente la Relazione HSE, predisposta dal Responsabile della funzione aziendale competente e inclusa nei flussi relativi alla valutazione di adeguatezza del SCIGR. Altro tema centrale per Eni è quello sui diritti umani, il cui impegno è stato ribadito nella policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni" approvata nel 2023 dal CdA ed a cui hanno fatto seguito nel corso dell'anno azioni idonee a rafforzare ulteriormente i presidi gestionali che configurano il modello di gestione dei diritti umani di Eni coerentemente con le previsioni degli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP), delle OECD Guidelines for Multinational Enterprises ed in considerazione delle evoluzioni normative in corso sul tema. In particolare, nel corso dell'anno, è stato condotto un processo di aggiornamento dei c.d. salient human rights issue di Eni, ovvero dei temi relativi ai diritti umani considerati più significativi per Eni e rispetto ai quali devono svilupparsi in maniera prioritaria il modello di gestione e le attività dell'azienda sui diritti umani, che ha visto il coinvolgimento di persone di Eni e di alcuni autorevoli stakeholder esterni. In tale ambito è stato inoltre realizzato un Compliance Risk Assessment Specific finalizzato all'identificazione e valutazione di specifiche Attività a Rischio ed all'individuazione, in ottica risk-based, di eventuali azioni di Risk Treatment. Gli esiti di tali processi, unitamente alle principali attività svolte dalle diverse funzioni aziendali in attuazione del modello di gestione sopra citato, sono stati approfonditi dal Comitato Sostenibilità e Scenari nell'ambito della riunione del 9 dicembre 2024. Tale seduta è stata estesa a tutti i membri del Consiglio di Amministrazione di Eni, con l'obiettivo di fornire un aggiornamento rispetto all'evoluzione normativa in ambito UE sul tema del rispetto dei diritti umani.

Di seguito si riporta una sintesi dei principali temi di Sostenibilità affrontati dal CdA nel corso del 2024:

## PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE COL SUPPORTO DEI COMITATI CONSILIARI

| | |
|---|---|
| **STRATEGIA E TRANSIZIONE ENERGETICA** | • Piano quadriennale e di lungo termine, inclusi obiettivi di sostenibilità e piani di incentivazione di breve termine a supporto degli obiettivi strategici di sostenibilità.<br>• Approfondimenti su posizionamento di Eni rispetto agli obiettivi e strategie climatiche dei peer, sugli strumenti di finanza sostenibile e sulle risoluzioni assemblee sul clima.<br>• Approvazione Statement sull'impegno di Eni per la gestione e salvaguardia della risorsa idrica.<br>• Esame dell'impegno di Eni nel campo della fusione nucleare (Board Induction).<br>• Approfondimenti dell'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, delle prospettive di sviluppo della mobilità urbana e delle strategie connesse (Board Iduction). |
| **DIRITTI UMANI E TEMI SOCIALI** | • Approvazione della Dichiarazione ai sensi del "Modern Slavery Act".<br>• Esiti processo di aggiornamento dei c.d. salient human rights issue di Eni e del Compliance Risk Assessment Specific.<br>• Piani di investimenti per lo sviluppo locale e No Profit.<br>• Approfondimenti sul quadro normativo di riferimento, sulla Policy e il modello di gestione dei diritti umani di Eni (Board Iduction). |
| **REPORTISTICA E MONITORAGGIO** | • Approvazione reportistica obbligatoria e di sostenibilità 2023.<br>• Approfondimento del modello e dei risultati HSE.<br>• Approvazione delle linee fondamentali della Policy sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria.<br>• Approfondimento sull'evoluzione normativa europea in ambito reporting. |

## I COMITATI CONSILIARI

Il Consiglio si avvale, inoltre, del supporto dei Comitati consiliari, ciascuno per quanto di competenza, in virtù delle funzioni istruttorie, propositive e consultive a essi attribuite. In particolare, con riferimento agli aspetti di sostenibilità[10]:

- il **Comitato Controllo e Rischi** di Eni valuta l'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, esprimendo al riguardo un parere al Consiglio e coordinandosi con il Comitato Sostenibilità e Scenari per quanto concerne l'informativa periodica non finanziaria/di sostenibilità obbligatoria. Inoltre, in tale ambito, esamina il contenuto dell'informazione periodica a carattere non finanziario/di sostenibilità obbligatoria rilevante ai fini del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Anche in relazione a tali compiti, 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 Rendicontazione di Sostenibilità; (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** svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive nei confronti del CdA in materia di scenari e sostenibilità, per tale intendendo i processi, le iniziative e le attività tese a presidiare l'impegno della Società per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore, con particolare riferimento a: tematiche di transizione climatica e innovazione tecnologica; accesso all'energia e sostenibilità energetica; ambiente ed efficienza energetica; sviluppo locale, in particolare diversificazione economica, salute, benessere e sicurezza delle persone e delle comunità; rispetto e tutela dei diritti, in particolare dei diritti umani; integrità e trasparenza; e Diversity & Inclusion. 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 non finanziaria, come sopra indicato;
- il **Comitato Remunerazione** svolge funzioni istruttorie, propositive e consultive verso il CdA sui temi di remunerazione, e in tale ambito propone i sistemi di incentivazione annuale e di lungo termine, definendone gli obiettivi, anche a supporto degli indirizzi assunti sui temi di sostenibilità;
- il **Comitato per le Nomine** svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione, e in tal senso, tra gli altri compiti, supporta il Consiglio di Amministrazione nelle nomine dei dirigenti e dei componenti degli organi e organismi della Società e delle società controllate la cui nomina sia di competenza del Consiglio e sovrintende ai relativi piani di successione, nella valutazione periodica dei requisiti degli amministratori e nel processo di autovalutazione formulando pareri al Consiglio di Amministrazione sulla composizione dello stesso e dei suoi Comitati anche in merito alle competenze necessarie. Esamina e valuta i criteri che sovrintendono ai piani di successione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società.

## IL COLLEGIO SINDACALE

Il CS svolge le funzioni attribuitegli dalla legge e in particolare, oltre a quanto previsto dall'art. 149 del Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e della rendicontazione di sostenibilità e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, anche nella veste di "Comitato per il Controllo Interno e la Revisione Contabile" e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense. Inoltre, vigila sull'osservanza delle disposizioni del D.lgs. 6 settembre 2024 n.125 in materia di rendicontazione di sostenibilità e ne riferisce nella relazione annuale all'Assemblea. L'attività di vigilanza viene svolta attraverso incontri con i responsabili delle principali aree di business e funzionali, la partecipazione alle riunioni del CdA e dei Comitati Consiliari nonché attraverso lo scambio informativo con la Società di revisione. In particolare, il CS riceve i flussi informativi necessari per l'esercizio dei propri compiti e le relazioni e i giudizi espressi dagli organi e dalle funzioni aziendali competenti in materia di informativa finanziaria, di sostenibilità obbligatoria e di sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Gli esiti delle attività svolte dal Collegio sono descritti nella Relazione all'Assemblea degli Azionisti.

(10) Per il dettaglio circa composizione, compiti e Regolamenti dei Comitati Consiliari, si rimanda al sito Eni.

## LA POLITICA DI REMUNERAZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI

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 della mission aziendale e 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 sistemi di incentivazione connessi ad obiettivi economico-finanziari e patrimoniali, di sostenibilità sociale e ambientale e di transizione energetica, in ottica di lungo periodo, tenendo conto delle prospettive di interesse degli azionisti e degli altri stakeholder.

La Politica sulla Remunerazione per il 2025, mantiene invariati i livelli retributivi definiti nella precedente Politica e prevede quale unica sostanziale novità la rimodulazione della struttura e dei pesi degli obiettivi del Piano IBT e del Piano ILT azionario 2023-2025 (attribuzione 2025), in linea con l'evoluzione strategica della Società e le best practice di settore.

In particolare, per quanto riguarda la sostenibilità sociale e ambientale, la Politica definita per il 2025 prevede:

- nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 35%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione delle emissioni nette GHG Upstream (Scope 1+2) equity;
- nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2023-2025, un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica.

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[11]. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

## IL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E GESTIONE DEI RISCHI[12]

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, espressione della cultura e dei valori aziendali, costituito dall'insieme coordinato di strumenti, regole, procedure, strutture organizzative, dati, sistemi, flussi informativi e comportamenti finalizzati a una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, concorrendo così al successo sostenibile della Società e alla valorizzazione delle opportunità aziendali. Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi contribuisce ad una conduzione sana delle attività e coerente con gli obiettivi strategici ed è integrato nell'operatività aziendale secondo un approccio risk-based e sinergico tra i vari attori del Sistema, in grado di cogliere opportunità di adattamento della struttura dei controlli rispetto al contesto di riferimento, a parità di efficacia.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamento 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, Eni 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 CdA. Inoltre, aderendo al Codice di Governance, il CdA, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario[13]. Tra queste, per rafforzare l'integrazione tra pianificazione strategica e controlli interni e gestione dei rischi, il CdA ha

(11) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.lgs. n. 58/98.
(12) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2024.
(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2024.

previsto che siano definite, su proposta dell'AD, 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 sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, ulteriori rispetto al modello enrich contenuto nella relativa normativa interna. È stato previsto, inoltre, che l'attuazione delle specifiche linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia sottoposta a un monitoraggio periodico sulla base di una relazione dell'AD. Eni si è inoltre dotata di un modello 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, attraverso 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.

Inoltre, il CdA ha approvato, su proposta dell'AD, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti). Tale 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 CdA ha da ultimo aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2023.

Il tema della prevenzione, individuazione e gestione del conflitto di interessi viene anche disciplinato nel Codice Etico della Società, nello strumento normativo in materia di individuazione e gestione dei conflitti di interesse oltre che nel citato strumento normativo in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate. In tali documenti viene richiesto alle persone di Eni di promuovere gli interessi dell'azienda assumendo decisioni in modo obiettivo ed evitando situazioni nelle quali potrebbero insorgere conflitti di interessi.

Inoltre, il Regolamento sul funzionamento e organizzazione del CdA, approvato da ultimo nella riunione dell'11 maggio 2023, 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'AD e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Transition & Financial Officer.

Ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal CS che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, è incaricato, tra l'altro, di monitorare il processo di informativa finanziaria e della rendicontazione di sostenibilità. Inoltre, controlla l'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio della Società, in coerenza con il Codice di 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. Tenuto conto dell'evoluzione della normativa sull'informativa di sostenibilità obbligatoria e dell'integrazione con quella finanziaria, le responsabilità del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sono state aggiornate prevedendo il presidio delle attività di implementazione del sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità, delle attività di redazione e attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità e del supporto nel processo di definizione dell'"Eni for".

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'iden-

tificazione dei c.d. "critical concerns", intesi come eventuali reclami aventi potenziali impatti sugli stakeholders della Società. Tra gli strumenti in ambito sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si segnala che Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (pubblicata sul sito internet della Società) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (c.d. whistleblowing) trasmesse a Eni SpA e alle società controllate per consentire a chiunque, dipendenti e soggetti terzi, di segnalare comportamenti – riferibili a membri degli organi sociali di amministrazione e controllo e dipendenti di Eni, ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modello 231 di Eni nonché Modelli di Compliance in materia di Responsabilità Amministrativa di impresa per le Società Controllate di Eni e normative interne.

## SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO SULL'INFORMATIVA DI SOSTENIBILITÀ

Alla luce della recente evoluzione normativa sul reporting di sostenibilità, Eni ha ridefinito l'organizzazione interna, con l'attribuzione della responsabilità del processo di redazione e approvazione dell'informativa di sostenibilità obbligatoria in capo al Dirigente Preposto[14], figura già a presidio dei processi di redazione del reporting finanziario. A questo, è seguito un necessario adeguamento normativo interno, che ha visto la definizione di ruoli, responsabilità, processi e tempistiche, valorizzando la maggior integrazione tra le componenti finanziaria e non finanziaria attraverso un presidio unitario, anche in ottica di sistema di controllo interno. Il sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità obbligatoria, quale elemento del più ampio sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Eni, ha come obiettivo principale quello di fornire la ragionevole certezza che la rendicontazione di sostenibilità sia predisposta in conformità agli standard applicabili. L'implementazione del sistema di controllo si articola nelle seguenti fasi: (i) definizione integrata dell'ambiente di controllo con quanto previsto per l'informativa finanziaria; (ii) valutazione dei rischi (risk assessment) e istituzione delle attività di controllo a presidio dei rischi identificati; (iii) monitoraggio; (iv) flussi informativi. L'attività di valutazione del rischio è un processo sistematico volto a identificare, analizzare e gestire i rischi che potrebbero compromettere l'informativa e prevede l'utilizzo di un modello, fondato su un approccio risk-based, che tiene conto di criteri di natura quantitativa e qualitativa per individuare gli indicatori su cui implementare presidi di controllo specifici. Ispirandosi al sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Eni e in linea con quanto previsto dal Sistema normativo interno ai fini dell'identificazione dei rischi e delle relative misure di mitigazione sono analizzati gli strumenti normativi e organizzativi che regolano le modalità applicative, le attività di controllo e monitoraggio dei rischi, nonché le attività di indirizzo, coordinamento e controllo di Eni SpA. Le risultanze del sistema di controllo interno sulla reportistica di sostenibilità vengono riportate agli organi di amministrazione, direzione e controllo. In particolare, questo processo si avvale di flussi di attestazione dei process owner e dei responsabili di funzione sull'adeguatezza e sull'effettiva operatività dei presidi di controllo previsti per gli indicatori rilevanti, e tiene conto anche degli esiti delle attività di monitoraggio indipendente svolte dalla funzione Internal Audit, sulla base di quanto condiviso con il Dirigente Preposto, in linea con quanto avviene per il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria.

(14) La responsabilità ultima di garantire la conformità alle disposizioni del Decreto n.125 2024 è in capo agli amministratori.

# Andamento operativo

## GLOBAL NATURAL RESOURCES

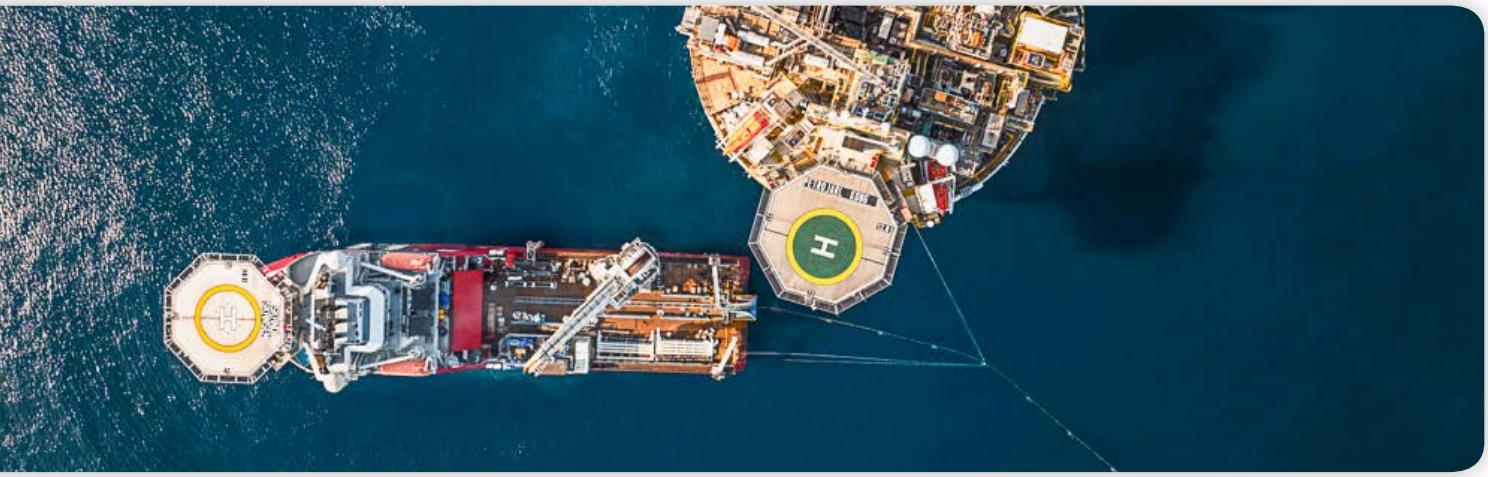
EXPLORATION & PRODUCTION
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER
CCS E AGRI

## TRANSITION BUSINESSES

ENILIVE E PLENITUDE

## INDUSTRIAL TRANSFORMATION

REFINING E CHIMICA
ATTIVITÀ AMBIENTALI

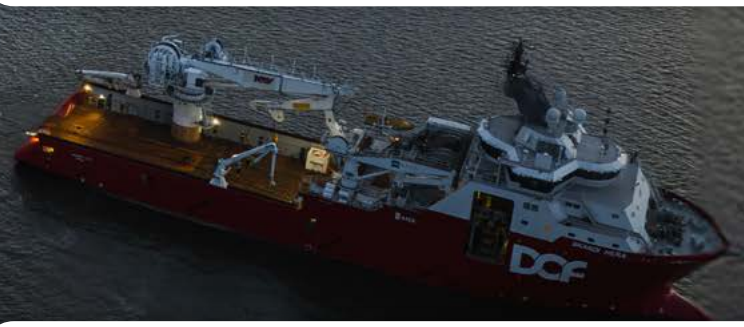


# Exploration & Production

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a] | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | **0,46** | 0,43 | 0,43 |
| *di cui: dipendenti* | | ***0,18*** | *0,48* | *0,16* |
| *contrattisti* | | ***0,52*** | *0,41* | *0,49* |
| Profit per boe[b][c] | ($/boe) | **11,3** | 14,5 | 9,8 |
| Opex per boe[d] | | **9,2** | 8,6 | 8,4 |
| Cash flow per boe | | **17,3** | 19,4 | 29,6 |
| Finding & Development cost per boe[c][d] | | **22,7** | 26,3 | 24,3 |
| Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi | | **57,56** | 59,35 | 73,98 |
| Produzione di idrocarburi[d] | (migliaia di boe/giorno) | **1.707** | 1.655 | 1.610 |
| Riserve certe di idrocarburi [d] | (milioni di boe) | **6.497** | 6.614 | 6.628 |
| Vita utile residua delle riserve certe | (anni) | **10,4** | 10,6 | 11,3 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | **124** | 69 | 47 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | **9.188** | 9.840 | 9.733 |
| *di cui: all'estero* | | ***5.171*** | *5.927* | *5.831* |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | **6,7** | 7,6 | 8,4 |
| Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine[a] | (miliardi di Sm³) | **0,1** | 0,2 | 0,3 |
| Volumi totali di Oil spill (>1 barile)[a] | (barili) | **2.163** | 5.132 | 5.587 |
| Acqua di formazione reiniettata[a] | (%) | **51** | 42 | 43 |

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.
(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.




**1,7 mln boe/g +3% vs. 2023**
grazie agli avvii di progetti organici e dall'integrazione di Neptune

**1,2 mld di boe di nuove risorse**
con scoperte in Messico, Costa d'Avorio e Cipro

**Start-up di Baleine Fase 2**
in Costa d'Avorio e
**Argo-Cassiopea**
in Italia

**Valorizzazione del portafoglio**
con la finalizzazione di Neptune, Ithaca Energy e cessioni in Nigeria, Alaska e Congo

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,46, evidenzia complessivamente un aumento per l'incremento del numero di eventi al personale contrattista. La performance registra un miglioramento per il personale dipendente.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) sono pari a 6,7 milioni di tonnellate di $CO_2$eq. in riduzione rispetto al 2023, principalmente per effetto delle cessioni di asset in Nigeria e in Congo ed alla realizzazione di progetti di gas valorization in Congo.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine sono in significativa riduzione rispetto al 2023, grazie principalmente alla cessione degli asset in Nigeria.
- Volumi totali di oil spill sono in forte diminuzione grazie alla riduzione degli sversamenti derivanti dalle operazioni (-38%) e dagli atti di sabotaggio (-58%). Tutti gli eventi di sabotaggio si sono verificati in Nigeria, ad eccezione di un evento minore in Italia.
- Acqua di formazione reiniettata pari al 51%, in aumento rispetto al 2023, principalmente per il contributo delle operazioni nei Paesi Bassi, Messico e Ghana.
- Produzione d'idrocarburi pari a 1,707 milioni di boe/giorno, +3% rispetto al 2023, grazie alla crescita organica e alla piena integrazione con gli asset acquisiti di Neptune, in parte compensati dalle dismissioni di attività mature e non core nell'ambito dell'attività di ribilanciamento del portafoglio upstream nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2024 ammontano a 6,5 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 81 $/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 113%. La vita utile residua delle riserve è di 10,4 anni (10,6 anni nel 2023).

## PORTAFOGLIO

- Nel gennaio 2024 è stata finalizzata la business combination con Neptune Energy, d'intesa con la collegata Vår Energi. L'operazione, caratterizzata da un distintivo disegno strategico e operativo, grazie alla complementarità con il portafoglio Eni di asset e di presenze geografiche, rafforza la posizione del Gruppo in Paesi chiave quali Indonesia, Algeria e Regno Unito. Tale transazione è coerente con la strategia del Gruppo di crescita del business del gas naturale e dell'offerta di energia affidabile, competitiva e a contenute emissioni.
- Nell'agosto 2024 è stata completata la vendita della Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore, alla società nigeriana Oando. La transazione è in linea con la strategia di ottimizzazione e ribilanciamento del portafoglio upstream. La partecipazione del 5% in SPDC JV (Shell Production Development Joint Venture) non rientra nel perimetro della transazione e rimarrà nel portafoglio Eni. Le attività nel Paese proseguiranno concentrandosi sugli asset offshore e nel progetto Nigeria LNG, esplorando anche nuove opportunità nel settore degli agri-feedstock.
- Nell'ottobre 2024 è stata perfezionata con l'upstreamer indipendente Ithaca Energy l'aggregazione aziendale avente a oggetto i portafogli di asset dei due partner nel Regno Unito, caratterizzati da elevata complementarità, esclusi quelli situati nel Mare d'Irlanda e quelli legati ai progetti CCUS, costituendo un operatore leader in grado di generare crescita e valore sfruttando le sinergie finanziarie e tecniche. La business combination fa leva sulle competenze acquisite nell'implementazione del distintivo modello satellitare di Eni per adattarsi alle esigenze dei mercati dell'energia in evoluzione.
- Nel febbraio 2025 è stato firmato un Memorandum of Understanding con Petronas, società di stato malese, per definire la costituzione di una joint venture per la gestione di una selezione di asset in Indonesia e Malesia. La nuova società potrà generare sinergie efficaci per diventare uno dei principali operatori nel settore del GNL, garantendo nel medio termine una produzione di 500 mila boe/giorno nonché riserve stimate in circa 3 miliardi di boe e un potenziale esplorativo di circa 10 miliardi di boe. Il completamento dell'operazione è soggetto all'approvazione governativa, regolatoria e dei partner.
- Nel marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm-out a Vitol di una partecipazione del 25% posseduta da Eni nel progetto operato Congo FLNG (al closing Eni manterrà una partecipazione del 40%) e di una partecipazione del 30% posseduta da Eni nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio (al closing Eni manterrà una partecipazione del 47,25%) con un incasso previsto di $1,65 miliardi e data economica 1° gennaio 2024. Il closing delle due transazioni è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.
- In linea con la strategia di ottimizzazione delle attività upstream tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di asset non strategici, è stata completata la cessione a Hilcorp, una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, del 100% degli assets di Nikaitchuq e Oooguruk in Alaska; a Perenco delle partecipazioni in diversi permessi di produzione in Congo.

## ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa continua a realizzare eccellenti performance anche nel 2024, con la scoperta di 1,2 miliardi di boe di nuove risorse al costo competitivo di 1,0 $/boe. In particolare:
  - in Costa d'Avorio, con l'importante scoperta di Calao nel blocco CI-205 (Eni 90%). Questa scoperta apre prospettive per nuovi sviluppi, rafforzando il portafoglio esplorativo di Eni e contribuendo alla crescita futura;
  - in Indonesia grazie al significativo incremento delle risorse esplorative a gas;
  - nell'offshore di Cipro, con l'appraisal alla scoperta a gas di Cronos nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore). Sono inoltre state avviate le attività di progetto per la selezione del concept di sviluppo e la definizione dello schema commerciale;
  - in Messico con le scoperte di Saasil-1 e Yopaat-1 nelle licenze operate di Area 10 (Eni 76%) e Area 9 (Eni 50%), rispettivamente.

Queste scoperte aprono rilevanti opportunità di sviluppo di un potenziale hub con 1,3 miliardi di boe di risorse in posto, incluse le scoperte nei blocchi adiacenti;
- in Congo con due scoperte nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%);
- altre scoperte sono state effettuate in Angola, Egitto, Italia e Norvegia.

• Eni per la quinta volta è stata la società di esplorazione più apprezzata dalla ricerca annuale svolta da Wood Mackenzie's che ha riconosciuto l'impegno e le scoperte finalizzate all'apertura di nuove frontiere nonché all'individuazione di grandi volumi di risorse.
• Il portafoglio è stato rinnovato con circa 24.600 chilometri quadrati di nuovi permessi in particolare in Australia, Angola, Costa d'Avorio, Namibia, Norvegia, Paesi Bassi e Regno Unito.
• I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2024 sono pari a €741 milioni (€687 milioni nel 2023) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso e dei diritti esplorativi unproved per €555 milioni (€482 milioni nel 2023) associati ai progetti con esito negativo. In particolare, nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €403 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 Emirati Arabi Uniti, Egitto, Kazakhstan, Vietnam, Cipro ed Oman. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €152 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti. A fine esercizio risultano 140 pozzi in progress (56,4 in quota Eni).

## SVILUPPO

• Tra i principali sviluppi produttivi dell'anno annoveriamo:
- in Congo, a un anno dopo la decisione finale di investimento, il progetto Congo FLNG ha avviato le consegne di GNL ai mercati internazionali, rendendo la Repubblica del Congo un nuovo esportatore nel panorama globale di questo combustibile. Il progetto sta avanzando speditamente verso il completamento atteso a fine 2025, in linea con i piani, con il varo della nave galleggiante di produzione di GNL Nguya che consentirà di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 milioni di tonnellate/anno dagli attuali 0,6 milioni di tonnellate/anno;
- in Italia è stata avviata la produzione del campo a gas di Argo Cassiopea, il più importante progetto di sviluppo di gas nel Paese degli ultimi anni. Il gas è trasportato attraverso un gasdotto sottomarino fino all'impianto di trattamento di Gela, per poi essere immesso nella rete nazionale. Il picco produttivo annuo è atteso a 1,5 miliardi di metri cubi;
- in Costa d'Avorio, è stata avviata in produzione la Fase 2 del progetto Baleine, che segna un passo importante nello sviluppo delle riserve offshore del Paese. L'unità galleggiante di produzione e stoccaggio (FPSO - Floating Production, Storage and Offloading Unit) Petrojarl Kong è stata realizzata nei tempi e nei costi previsti, in linea con il nostro approccio accelerato per ridurre il time-to-market, affiancando l'attuale FSO Yamoussoukro. Il gas associato soddisferà la domanda di energia locale attraverso il collegamento con un gasdotto realizzato già durante la Fase 1 del progetto. Il progetto rappresenta il primo a zero emissioni nette (ambito 1 e 2) del continente africano. I volumi di gas naturale associato prodotti sono consegnati gratuitamente alle società di Stato per alimentare la produzione di energia elettrica del Paese, contribuendo in modo significativo alla riduzione della povertà energetica e al miglioramento dello sviluppo locale, nell'ambito del modello di partnership dual flag di Eni.

• Approvato dalle autorità indonesiane il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North (North Ganal PSC) e Gehem (Rapak PSC). Lo sviluppo integrato dei due campi creerà un nuovo polo produttivo, denominato Northern Hub, nel bacino del Kutei. Le autorità indonesiane hanno approvato anche il PoD dei campi di Gendalo & Gandang (Ganal PSC). Questi nuovi sviluppi, insieme a quelli in corso, sono il risultato della stretta partnership strategica tra Eni e la società indonesiana SKK Migas e avranno un forte impatto positivo sul local content, aumentando al contempo l'utilizzo della capacità disponibile dell'impianto di GNL di Bontang, oltre a garantire la fornitura di gas per il consumo interno.
• Firmato nel 2025 un importante accordo con le competenti autorità di Egitto e Cipro per lo sfruttamento della scoperta a gas di Cronos nell'offshore di Cipro facendo leva sulle infrastrutture esistenti in Egitto. L'accordo prevede il trasporto e trattamento tramite le facility di Zohr per poi essere liquefatto nell'impianto LNG di Damietta ed esportato verso i mercati europei.
• Ricevuto il Gold Standard Reporting nell'ambito del programma Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0). Alla base del riconoscimento da parte delle Nazioni Unite, la valutazione positiva di Eni per l'impegno nella rendicontazione delle emissioni con i massimi livelli di qualità dei dati, così come previsto dalle raccomandazioni del programma OGMP 2.0. Questo riconoscimento conferma l'efficacia della strategia di decarbonizzazione, con particolare riferimento agli obiettivi di riduzione delle emissioni, all'aumentare progressivamente la trasparenza e l'accuratezza della propria rendicontazione, prerequisiti per misurare l'efficacia delle azioni di mitigazione implementate.
• Firmato un protocollo d'intesa con la società di Stato dell'Azerbaijan Socar per valutare potenziali opportunità di cooperazione nei settori dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi, della sicurezza e dell'efficienza energetica, della riduzione delle emissioni di gas serra, delle infrastrutture di trasporto del gas e della sostenibilità.
• Firmati nel febbraio 2025 tre accordi di collaborazione con società degli Emirati Arabi Uniti nell'ambito dello sviluppo di: (i) data center all'avanguardia in Italia, alimentati da Eni con blue power, una fonte di energia elettrica a basse emissioni di carbonio, prodotta da centrali a gas naturale e le cui emissioni di $CO_2$ sono catturate e stoccate; (ii) capacità di trasmissione di energia rinnovabile generata in Albania e trasmessa in Italia tramite una interconnessione sottomarina; e (iii) minerali critici per rafforzare la sicurezza e la

resilienza della catena di approvvigionamento sia per l'Italia che per gli Emirati Arabi Uniti.

- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €5,6 miliardi, realizzati in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Egitto, Iraq, Libia, Indonesia, Algeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti.
- Nel 2024 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €41 milioni (€38 milioni nel 2023).

# 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[1]; 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, ad eccezione di alcune società in joint venture e collegate per la quale Eni si basa esclusivamente sulla valutazione indipendente delle riserve effettuata annualmente.

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 al Politecnico di Torino ed una Laurea in Ingegneria Civile Idraulica presso l'Alma Mater Studiorum - Università di Bologna. 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[2] tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della va-

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili nella sezione "Exhibits" dell'Annual Report on Form 20-F 2009 all'indirizzo sec.gov.
(2) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente della società DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.

lutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e da loro 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 misurazioni effettuate sui pozzi, le misure delle coordinate delle traiettorie dei pozzi, l'analisi delle proprietà PVT (pressione, volume e temperatura) dei fluidi di giacimento, 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. I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in joint venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni[3].

Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2024[4] da Ryder Scott Company, Sproule e DeGolyer & MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2024 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 40% delle riserve Eni al 31 dicembre 2024[5]. Nel triennio 2022-2024 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe.

## 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:

| (mln di boe) | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale |
|---|---|---|---|
| **Riserve certe al 31 dicembre 2023** | **4.842** | **1.572** | **6.414** |
| Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo) | 382 | 414 | 796 |
| Effetto prezzo | (20) | (2) | (22) |
| Promozioni nette | 362 | 412 | 774 |
| Portfolio | (292) | 226 | (66) |
| Produzione | (479) | (146) | (625) |
| **Riserve certe al 31 dicembre 2024** | **4.433** | **2.064** | **6.497** |
| **Tasso di rimpiazzo all sources** (%) | | | **113** |

Le riserve certe al 31 dicembre 2024 sono pari a 6.497 milioni di boe, di cui 4.433 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 774 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 406 milioni di boe comprendenti aumenti negli Emirati Arabi Uniti, Algeria, Costa d'Avorio, Angola e Stati Uniti. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo negativo di 22 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 83 $/barile nel 2023 a 81 $/barile nel 2024 con conseguente taglio delle riserve non economiche allo scenario 2024 ed effetti nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 367 milioni di boe a seguito principalmente del risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North in Mozambico (329 milioni di boe) sulla base della decisione finale d'investimento di Eni, dello stato di avanzamento e dell'impegno da parte della joint venture che opera il progetto, nonché della ragionevole aspettativa che le restanti approvazioni formali da parte delle autorità del governo del Mozambico saranno ottenute a breve. Lo sviluppo del progetto Coral North è regolato secondo i termini e le condizioni del PSC dell'Area 4 assegnato alla joint venture nel 2006. Inoltre, le nuove scoperte ed estensioni fanno riferimento anche alla decisione finale d'investimento e all'ottenimento di tutte le autorizzazioni per i progetti Bonga North in Nigeria e Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti.

Le operazioni di portafoglio, pari a -66 milioni di boe si riferiscono principalmente: (i) alla cessione degli asset onshore in Nigeria, Alaska e alcuni campi minori in Congo; (ii) all'acquisizione della società Neptune che ha portato nuovi asset in Norvegia, Algeria, Indonesia, Paesi Bassi e Regno Unito; e (iii) alla business combination con Ithaca Energy.

I tassi di rimpiazzo organico[6] ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente pari al 124% e 113%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,4 anni (10,6 anni nel 2023).

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

(3) Nel 2024 Azule Energy e Vår Energi.
(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2024.
(5) Nel 2024 sono inclusi i volumi di Azule Energy e Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.
(6) 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 rischiosità 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 DI PETROLIO E GAS NATURALE

| Società consolidate | Petrolio e condensati (milioni di barili) | Gas naturale (milioni di metri cubi) | Idrocarburi (milioni di boe) | Petrolio e condensati (milioni di barili) | Gas naturale (milioni di metri cubi) | Idrocarburi (milioni di boe) | Petrolio e condensati (milioni di barili) | Gas naturale (milioni di metri cubi) | Idrocarburi (milioni di boe) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2024 | | | 2023 | | | 2022 | | |
| **Italia** | **213** | **23.146** | **368** | **211** | **24.310** | **374** | **188** | **24.605** | **352** |
| *Sviluppate* | *129* | *19.633* | *262* | *136* | *18.504* | *261* | *139* | *19.681* | *271* |
| *Non sviluppate* | *84* | *3.513* | *106* | *75* | *5.806* | *113* | *49* | *4.924* | *81* |
| **Resto d'Europa** | | **1.532** | **10** | **27** | **4.907** | **60** | **36** | **6.329** | **78** |
| *Sviluppate* | | *1.453* | *10* | *24* | *4.725* | *56* | *32* | *6.047* | *73* |
| *Non sviluppate* | | *79* | | *3* | *182* | *4* | *4* | *282* | *5* |
| **Africa Settentrionale** | **458** | **151.128** | **1.479** | **523** | **168.060** | **1.658** | **531** | **175.696** | **1.710** |
| *Sviluppate* | *291* | *76.201* | *805* | *326* | *90.076* | *935* | *336* | *96.321* | *984* |
| *Non sviluppate* | *167* | *74.927* | *674* | *197* | *77.984* | *723* | *195* | *79.375* | *726* |
| **Africa Sub-Sahariana** | **268** | **54.683** | **638** | **334** | **70.208** | **809** | **367** | **66.294** | **813** |
| *Sviluppate* | *187* | *34.159* | *418* | *225* | *38.241* | *482* | *212* | *36.992* | *460* |
| *Non sviluppate* | *81* | *20.524* | *220* | *109* | *31.967* | *327* | *155* | *29.302* | *353* |
| **Kazakhstan** | **591** | **42.167** | **876** | **637** | **43.766** | **933** | **644** | **44.180** | **941** |
| *Sviluppate* | *539* | *42.091* | *823* | *576* | *43.766* | *872* | *585* | *44.180* | *881* |
| *Non sviluppate* | *52* | *76* | *53* | *61* | | *61* | *59* | | *60* |
| **Resto dell'Asia** | **578** | **44.859** | **881** | **485** | **36.919** | **733** | **433** | **36.268** | **675** |
| *Sviluppate* | *233* | *22.636* | *385* | *240* | *20.536* | *379* | *231* | *22.550* | *383* |
| *Non sviluppate* | *345* | *22.223* | *496* | *245* | *16.383* | *354* | *202* | *13.718* | *292* |
| **America** | **127** | **2.657** | **145** | **213** | **3.703** | **238** | **234** | **7.457** | **285** |
| *Sviluppate* | *81* | *1.578* | *92* | *163* | *3.000* | *184* | *171* | *5.502* | *207* |
| *Non sviluppate* | *46* | *1.079* | *53* | *50* | *703* | *54* | *63* | *1.955* | *78* |
| **Australia e Oceania** | | **5.347** | **36** | | **5.420** | **37** | **1** | **11.530** | **79** |
| *Sviluppate* | | *662* | *5* | | *1.652* | *11* | *1* | *6.321* | *43* |
| *Non sviluppate* | | *4.685* | *31* | | *3.768* | *26* | | *5.209* | *36* |
| **Totale società consolidate** | **2.235** | **325.519** | **4.433** | **2.430** | **357.293** | **4.842** | **2.434** | **372.359** | **4.933** |
| ***Sviluppate*** | ***1.460*** | ***198.413*** | ***2.800*** | ***1.690*** | ***220.500*** | ***3.180*** | ***1.707*** | ***237.594*** | ***3.302*** |
| ***Non sviluppate*** | ***775*** | ***127.106*** | ***1.633*** | ***740*** | ***136.793*** | ***1.662*** | ***727*** | ***134.765*** | ***1.631*** |
| | | | | | | | | | |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| **Resto d'Europa** | **391** | **26.616** | **572** | **326** | **14.621** | **425** | **350** | **18.314** | **473** |
| *Sviluppate* | *207* | *15.432* | *311* | *167* | *10.182* | *235* | *173* | *12.557* | *257* |
| *Non sviluppate* | *184* | *11.184* | *261* | *159* | *4.439* | *190* | *177* | *5.757* | *216* |
| **Africa Settentrionale** | **8** | **6.304** | **50** | **6** | **380** | **8** | **8** | **246** | **9** |
| *Sviluppate* | *8* | *6.304* | *50* | *6* | *380* | *8* | *8* | *246* | *9* |
| *Non sviluppate* | | | | | | | | | |
| **Africa Sub-Sahariana** | **226** | **87.832** | **819** | **207** | **42.490** | **494** | **235** | **44.203** | **531** |
| *Sviluppate* | *103* | *29.831* | *305* | *107* | *29.304* | *305* | *135* | *30.298* | *338* |
| *Non sviluppate* | *123* | *58.001* | *514* | *100* | *13.186* | *189* | *100* | *13.905* | *193* |
| **Resto dell'Asia** | **110** | **39.926** | **379** | **110** | **39.792** | **378** | **100** | **42.179** | **383** |
| *Sviluppate* | | | | | | | | | |
| *Non sviluppate* | *110* | *39.926* | *379* | *110* | *39.792* | *378* | *100* | *42.179* | *383* |
| **America** | **23** | **32.830** | **244** | **26** | **35.700** | **267** | **27** | **38.395** | **285** |
| *Sviluppate* | *23* | *32.830* | *244* | *26* | *35.700* | *267* | *27* | *38.395* | *285* |
| *Non sviluppate* | | | | | | | | | |
| **Totale società in joint venture e collegate** | **758** | **193.508** | **2.064** | **675** | **132.983** | **1.572** | **720** | **143.337** | **1.681** |
| ***Sviluppate*** | ***341*** | ***84.397*** | ***910*** | ***306*** | ***75.566*** | ***815*** | ***343*** | ***81.496*** | ***889*** |
| ***Non sviluppate*** | ***417*** | ***109.111*** | ***1.154*** | ***369*** | ***57.417*** | ***757*** | ***377*** | ***61.841*** | ***792*** |
| | | | | | | | | | |
| **Totale riserve certe** | **2.993** | **519.027** | **6.497** | **3.105** | **490.276** | **6.414** | **3.154** | **515.696** | **6.614** |
| ***Sviluppate*** | ***1.801*** | ***282.810*** | ***3.710*** | ***1.996*** | ***296.066*** | ***3.995*** | ***2.050*** | ***319.090*** | ***4.191*** |
| ***Non sviluppate*** | ***1.192*** | ***236.217*** | ***2.787*** | ***1.109*** | ***194.210*** | ***2.419*** | ***1.104*** | ***196.606*** | ***2.423*** |

## Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024 ammontano a 2.787 milioni di boe, di cui 1.192 milioni di barili di liquidi e 236 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.
Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 127 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

| (milioni di boe) | |
|---|---|
| **Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023** | **2.419** |
| Promozioni | (128) |
| Nuove scoperte ed estensioni | 367 |
| Revisioni di precedenti stime | 107 |
| Miglioramenti da recupero assistito | |
| Portfolio | 22 |
| **Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024** | **2.787** |

Nel 2024 la conversione a riserve certe sviluppate (-128 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti in Costa d'Avorio, Angola, Kazakhstan e Italia. 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 €10,3 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 0,85 miliardi di boe, in aumento rispetto al 2023, e i cui sviluppi sono tutti in corso di esecuzione. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,45 miliardi di boe) dove 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 alcuni giacimenti negli Emirati Arabi Uniti (0,2 miliardi di boe); (iii) in Vår Energi nel progetto Johan Castberg (0,1 miliardi di boe); (iv) nel giacimento Val d'Agri in Italia (0,1 miliardi di boe).

## 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 611 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Mozambico, 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. La produzione è prevista coprire integralmente gli impegni di fornitura.
Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

## PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2024 è stata di 1,707 milioni di boe/giorno, in aumento del 3% rispetto al 2023. La crescita della produzione è stata trainata dalla crescita organica e dalla piena integrazione di Neptune, in parte compensata dalla cessione delle attività in Nigeria, Alaska e Congo nell'ambito di un piano di valorizzazione del portafoglio upstream. La crescita organica è stata alimentata dalla progressiva regimazione del progetto Baleine in Costa d'Avorio, in Congo e in Mozambico nonché dai maggiori contributi di Messico e Libia.
La produzione di petrolio è stata di 784 mila barili/giorno in aumento del 2% rispetto al 2023 per effetto dell'acquisizione di Neptune e dagli incrementi produttivi in Costa d'Avorio, Libia e Messico. La crescita della produzione è stata in parte compensata dai minori contributi in Egitto e Kazakhstan, dal declino dei campi maturi nonché dalla cessione delle attività nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio.
La produzione di gas naturale è stata di 137 milioni di metri cubi/giorno, in aumento del 5% rispetto al 2023 per effetto dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Congo, Libia e Mozambico. Questi incrementi sono stati in parte compensati dal declino dei campi maturi e dal rallentamento delle attività in Egitto a seguito della difficoltà da parte delle aziende di Stato nel finanziare la loro quota di spesa.
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 565 milioni di boe. La differenza di 60 milioni di boe rispetto alla produzione di 625 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (49 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (287 milioni di barili) è stata destinata per circa il 3% al business Refining. La produzione venduta di gas naturale (41 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 13% al business Global Gas & LNG Portfolio.

## PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI[(a)(b)]

| Società consolidate | 2024 Petrolio e condensati (milioni di barili) | 2024 Gas naturale (miliardi di metri cubi) | 2024 Idrocarburi (milioni di boe) | 2023 Petrolio e condensati (milioni di barili) | 2023 Gas naturale (miliardi di metri cubi) | 2023 Idrocarburi (milioni di boe) | 2022 Petrolio e condensati (milioni di barili) | 2022 Gas naturale (miliardi di metri cubi) | 2022 Idrocarburi (milioni di boe) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Italia** | **10** | **2,0** | **23** | **10** | **2,2** | **25** | **13** | **2,5** | **30** |
| **Resto d'Europa** | **6** | **2,0** | **19** | **7** | **1,1** | **14** | **7** | **1,3** | **16** |
| Paesi Bassi | | 0,7 | 5 | | | | | | |
| Regno Unito | 6 | 1,3 | 14 | 7 | 1,1 | 14 | 7 | 1,3 | 16 |
| **Africa Settentrionale** | **65** | **22,1** | **214** | **69** | **23,0** | **225** | **73** | **22,3** | **222** |
| Algeria | 20 | 3,8 | 46 | 23 | 3,4 | 46 | 23 | 1,8 | 35 |
| Egitto | 22 | 11,9 | 102 | 24 | 13,5 | 116 | 28 | 14,6 | 126 |
| Libia | 22 | 6,3 | 65 | 21 | 6,0 | 62 | 21 | 5,8 | 60 |
| Tunisia | 1 | 0,1 | 1 | 1 | 0,1 | 1 | 1 | 0,1 | 1 |
| **Africa Sub-Sahariana** | **32** | **4,6** | **63** | **31** | **4,6** | **61** | **51** | **5,0** | **84** |
| Angola | | | | | | | 19 | 0,3 | 21 |
| Congo | 10 | 2,1 | 24 | 13 | 1,8 | 25 | 15 | 2,0 | 28 |
| Costa d'Avorio | 6 | 0,3 | 8 | 2 | 0,1 | 2 | | | |
| Ghana | 4 | 0,9 | 11 | 5 | 0,9 | 11 | 6 | 0,9 | 12 |
| Nigeria | 12 | 1,3 | 20 | 11 | 1,8 | 23 | 11 | 1,8 | 23 |
| **Kazakhstan** | **40** | **2,6** | **58** | **42** | **2,6** | **60** | **32** | **2,1** | **46** |
| **Resto dell'Asia** | **34** | **6,1** | **75** | **31** | **5,3** | **67** | **28** | **5,2** | **64** |
| Cina | | | | | | | | | |
| Emirati Arabi Uniti | 21 | 0,1 | 22 | 20 | 0,1 | 20 | 20 | 0,2 | 22 |
| Indonesia | 1 | 5,2 | 35 | | 4,2 | 29 | | 3,3 | 23 |
| Iraq | 10 | 0,7 | 15 | 9 | 0,8 | 14 | 6 | 0,8 | 11 |
| Pakistan | | | | | | | | 0,6 | 4 |
| Timor Leste | | | | | 0,1 | 1 | | 0,2 | 2 |
| Turkmenistan | 2 | 0,1 | 3 | 2 | 0,1 | 3 | 2 | 0,1 | 2 |
| **America** | **21** | **0,5** | **25** | **25** | **0,7** | **30** | **22** | **0,8** | **27** |
| Messico | 9 | 0,2 | 11 | 8 | 0,2 | 10 | 5 | 0,2 | 6 |
| Stati Uniti | 12 | 0,3 | 14 | 17 | 0,5 | 20 | 17 | 0,6 | 21 |
| **Australia e Oceania** | | **0,2** | **1** | | **0,4** | **3** | | **0,5** | **4** |
| Australia | | 0,2 | 1 | | 0,4 | 3 | | 0,5 | 4 |
| | **208** | **40,1** | **478** | **215** | **39,9** | **485** | **226** | **39,7** | **493** |
| | | | | | | | | | |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Algeria | | 0,6 | 4 | | | | | | |
| Angola | 31 | 1,2 | 40 | 31 | 1,2 | 39 | 13 | 0,9 | 19 |
| Mozambico | | 1,2 | 9 | | 1,1 | 8 | | 0,3 | 3 |
| Norvegia | 42 | 3,7 | 66 | 32 | 2,8 | 50 | 33 | 3,1 | 53 |
| Regno Unito | 2 | 0,3 | 4 | | | | | | |
| Tunisia | 1 | | 1 | 1 | | 1 | 1 | | 1 |
| Venezuela | 3 | 3,0 | 23 | 2 | 2,9 | 21 | 1 | 2,7 | 19 |
| | **79** | **10,0** | **147** | **66** | **8,0** | **119** | **48** | **7,0** | **95** |
| | | | | | | | | | |
| **Totale** | **287** | **50,1** | **625** | **281** | **47,9** | **604** | **274** | **46,7** | **588** |

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (49, 46 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2024, 2023 e 2022).

## PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI[(a)(b)]

| Società consolidate | 2024 Petrolio e condensati (migliaia di barili/g) | 2024 Gas naturale (milioni di metri cubi/g) | 2024 Idrocarburi (migliaia di boe/g) | 2023 Petrolio e condensati (migliaia di barili/g) | 2023 Gas naturale (milioni di metri cubi/g) | 2023 Idrocarburi (migliaia di boe/g) | 2022 Petrolio e condensati (migliaia di barili/g) | 2022 Gas naturale (milioni di metri cubi/g) | 2022 Idrocarburi (migliaia di boe/g) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Italia** | **27** | **5,5** | **64** | **29** | **6,0** | **69** | **36** | **6,9** | **82** |
| **Resto d'Europa** | **16** | **5,5** | **53** | **18** | **3,1** | **39** | **20** | **3,5** | **44** |
| Paesi Bassi | 1 | 1,9 | 13 | | | | | | |
| Regno Unito | 15 | 3,6 | 40 | 18 | 3,1 | 39 | 20 | 3,5 | 44 |
| **Africa Settentrionale** | **177** | **60,2** | **584** | **190** | **63,1** | **617** | **199** | **61,2** | **610** |
| Algeria | 56 | 10,3 | 125 | 62 | 9,4 | 126 | 62 | 4,8 | 95 |
| Egitto | 59 | 32,4 | 279 | 67 | 37,1 | 318 | 77 | 40,0 | 346 |
| Libia | 60 | 17,2 | 176 | 59 | 16,3 | 169 | 58 | 16,1 | 165 |
| Tunisia | 2 | 0,3 | 4 | 2 | 0,3 | 4 | 2 | 0,3 | 4 |
| **Africa Sub-Sahariana** | **86** | **12,7** | **173** | **84** | **12,5** | **168** | **139** | **13,6** | **230** |
| Angola | | | | | | | 52 | 0,8 | 57 |
| Congo | 26 | 5,8 | 66 | 36 | 4,9 | 68 | 40 | 5,6 | 78 |
| Costa d'Avorio | 17 | 0,7 | 22 | 4 | 0,2 | 6 | | | |
| Ghana | 12 | 2,6 | 29 | 14 | 2,5 | 31 | 16 | 2,4 | 32 |
| Nigeria | 31 | 3,6 | 56 | 30 | 4,9 | 63 | 31 | 4,8 | 63 |
| **Kazakhstan** | **110** | **7,1** | **157** | **115** | **7,2** | **163** | **88** | **5,6** | **126** |
| **Resto dell'Asia** | **93** | **16,7** | **205** | **85** | **14,4** | **183** | **78** | **14,4** | **174** |
| Cina | | | | 1 | | 1 | 1 | | 1 |
| Emirati Arabi Uniti | 58 | 0,3 | 60 | 54 | 0,3 | 56 | 56 | 0,6 | 60 |
| Indonesia | 1 | 14,2 | 97 | 1 | 11,5 | 79 | 1 | 9,2 | 62 |
| Iraq | 28 | 1,9 | 40 | 23 | 2,2 | 38 | 15 | 2,3 | 31 |
| Pakistan | | | | | | | | 1,6 | 11 |
| Timor Leste | | 0,1 | 1 | | 0,2 | 2 | 1 | 0,5 | 4 |
| Turkmenistan | 6 | 0,2 | 7 | 6 | 0,2 | 7 | 4 | 0,2 | 5 |
| **America** | **59** | **1,4** | **68** | **68** | **2,0** | **81** | **59** | **2,3** | **74** |
| Messico | 25 | 0,6 | 29 | 22 | 0,7 | 26 | 14 | 0,5 | 17 |
| Stati Uniti | 34 | 0,8 | 39 | 46 | 1,3 | 55 | 45 | 1,8 | 57 |
| **Australia e Oceania** | | **0,4** | **3** | | **1,1** | **7** | | **1,5** | **10** |
| Australia | | 0,4 | 3 | | 1,1 | 7 | | 1,5 | 10 |
| | **568** | **109,5** | **1.307** | **589** | **109,4** | **1.327** | **619** | **109,0** | **1.350** |
| | | | | | | | | | |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Algeria | | 1,6 | 12 | | | | | | |
| Angola | 86 | 3,3 | 108 | 85 | 3,3 | 108 | 36 | 2,4 | 53 |
| Mozambico | 1 | 3,4 | 24 | 1 | 3,1 | 22 | | 0,9 | 6 |
| Norvegia | 114 | 10,0 | 181 | 87 | 7,5 | 138 | 89 | 8,4 | 145 |
| Regno Unito | 6 | 0,8 | 11 | | | | | | |
| Tunisia | 2 | 0,1 | 2 | 2 | 0,1 | 2 | 3 | 0,1 | 3 |
| Venezuela | 7 | 8,1 | 62 | 5 | 7,9 | 58 | 4 | 7,3 | 53 |
| | **216** | **27,3** | **400** | **180** | **21,9** | **328** | **132** | **19,1** | **260** |
| | | | | | | | | | |
| **Totale** | **784** | **136,8** | **1.707** | **769** | **131,3** | **1.655** | **751** | **128,1** | **1.610** |

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (135, 127 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2024, 2023 e 2022).

# POZZI PRODUTTIVI

Nel 2024 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 6.808 (2.147,9 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.611 (1.646,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.197 (501,2 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[a]

| | 2024 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Petrolio | | Gas naturale | |
| (numero) | totali | in quota Eni | totali | in quota Eni |
| Italia | **120,0** | 108,5 | **230,0** | 200,1 |
| Resto d'Europa | **694,0** | 68,1 | **297,0** | 64,3 |
| Africa Settentrionale | **1.827,0** | 788,0 | **452,0** | 183,2 |
| Africa Sub-Sahariana | **1.608,0** | 238,8 | **124,0** | 14,8 |
| Kazakhstan | **212,0** | 58,0 | **2,0** | 0,6 |
| Resto dell'Asia | **960,0** | 299,0 | **80,0** | 29,9 |
| America | **190,0** | 86,3 | **9,0** | 5,3 |
| Australia e Oceania | | | **3,0** | 3,0 |
| | **5.611,0** | 1.646,7 | **1.197,0** | 501,2 |

(a) Include 894 (235,2 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 2024 sono stati ultimati 37 nuovi pozzi esplorativi (15,0 in quota Eni), a fronte dei 39 nuovi pozzi esplorativi (21,6 in quota Eni) del 2023 e dei 40 nuovi pozzi esplorativi (18,9 in quota Eni) del 2022.

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 12,5% (12,8% in quota Eni), a fronte del 34,5% (38% in quota Eni) del 2023 e del 45% (44% in quota Eni) del 2022.

## PERFORAZIONE ESPLORATIVA

| | Pozzi completati[a] | | | | | | Pozzi in progress[b] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2024 | | 2023 | | 2022 | | 2024 | |
| (numero) | successo commerciale | sterili[c] | successo commerciale | sterili[c] | successo commerciale | sterili[c] | totale | in quota Eni |
| Italia | | | | | | | 1,0 | 0,6 |
| Resto d'Europa | | 1,9 | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 1,2 | 66,0 | 16,9 |
| Africa Settentrionale | 1,5 | 4,6 | 5,0 | 6,2 | 5,4 | 8,3 | 15,0 | 10,4 |
| Africa Sub-Sahariana | 0,1 | | 0,3 | 0,9 | 3,7 | 2,4 | 37,0 | 18,3 |
| Kazakhstan | | 1,0 | | | | | | |
| Resto dell'Asia | | 3,5 | 0,9 | 1,3 | 0,7 | 1,0 | 14,0 | 6,3 |
| America | | | | 1,4 | | | 6,0 | 3,6 |
| Australia e Oceania | | | | | | | 1,0 | 0,3 |
| | **1,6** | **11,0** | **6,3** | **10,2** | **10,2** | **12,9** | **140,0** | **56,4** |

(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 giustificarne il completamento.

## Sviluppo

Nel 2024 sono stati ultimati 217 nuovi pozzi di sviluppo (57,3 in quota Eni) a fronte dei 165 nuovi pozzi di sviluppo (83,6 in quota Eni) del 2023 e dei 187 (71,1 in quota Eni) del 2022. È attualmente in corso la perforazione di 105 pozzi di sviluppo (35,8 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

| | Pozzi completati[a] | | | | | | Pozzi in progress | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2024 | | 2023 | | 2022 | | 2024 | |
| (numero) | produttivi | sterili[b] | produttivi | sterili[b] | produttivi | sterili[b] | totale | in quota Eni |
| Italia | 1,2 | | 1,0 | | 1,0 | | | |
| Resto d'Europa | 3,8 | | 4,8 | | 4,6 | | 12,0 | 1,4 |
| Africa Settentrionale | 21,3 | 0,5 | 39,4 | | 25,6 | 0,5 | 8,0 | 6,5 |
| Africa Sub-Sahariana | 9,2 | 0,5 | 5,6 | | 8,5 | | 43,0 | 13,1 |
| Kazakhstan | 1,2 | | 2,0 | | 0,6 | | 2,0 | 0,6 |
| Resto dell'Asia | 13,4 | | 22,9 | | 22,1 | | 37,0 | 11,2 |
| America | 6,2 | | 6,9 | | 8,2 | | 2,0 | 2,0 |
| Australia e Oceania | | | 1,0 | | | | 1,0 | 1,0 |
| | 56,3 | 1,0 | 83,6 | 0,0 | 70,6 | 0,5 | 105,0 | 35,8 |

(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 giustificarne il completamento.

## Superfici

Nel 2024 Eni ha condotto operazioni in 35 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2024, il portafoglio minerario di Eni consiste in 874 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 211.347 chilometri quadrati in quota Eni (superficie totale in quota Eni di 301.308 chilometri quadrati al 31 dicembre 2023). La superficie sviluppata è di 26.384 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 184.963 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2024 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso nei Paesi Bassi e Namibia, dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Australia, Angola, Costa d'Avorio, Norvegia e Regno Unito per una superficie di circa 24.600 chilometri quadrati; (ii) dall'uscita dal Marocco e Kenya e dal rilascio di licenze principalmente in Angola, Argentina, Indonesia, Italia, Nigeria, Oman, Timor Leste e Vietnam per circa 113.030 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, principalmente in Indonesia e Messico per complessivi 2.270 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Egitto, Ghana, Italia, Messico, Regno Unito ed Emirati Arabi Uniti per complessivi 3.800 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 Cipro, Albania, Paesi Bassi, Norvegia e Regno Unito; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Kazakhstan, Timor Leste, Vietnam, Libano, Oman ed Emirati Arabi Uniti; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Algeria, Libia ed Egitto; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Angola, Namibia, Ghana e Costa d'Avorio; (v) America, in particolare in Messico e (vi) Australia e Oceania, in particolare Australia.

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 AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

| | 31 dicembre 2023 | 31 dicembre 2024 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Totale Sup. netta[a] | Numero titoli | Sup. lorda[a][b] sviluppata | Sup. lorda[a] non sviluppata | Totale Sup. lorda[a] | Sup. netta[a][b] sviluppata | Sup. netta[a] non sviluppata | Totale Sup. netta[a] |
| **EUROPA** | **35.246** | **474** | **18.486** | **72.104** | **90.590** | **8.966** | **29.785** | **38.752** |
| **Italia** | **10.430** | **102** | **7.523** | **1.913** | **9.436** | **6.286** | **1.511** | **7.797** |
| **Resto d'Europa** | **24.816** | **372** | **10.963** | **70.191** | **81.154** | **2.680** | **28.274** | **30.955** |
| Albania | 587 | 1 | | 587 | 587 | | 587 | 587 |
| Cipro | 13.988 | 7 | | 25.474 | 25.474 | | 13.988 | 13.988 |
| Norvegia | 8.161 | 181 | 5.820 | 34.436 | 40.256 | 926 | 9.247 | 10.174 |
| Paesi Bassi | | 35 | 2.003 | 2.539 | 4.542 | 855 | 744 | 1.599 |
| Regno Unito | 2.080 | 148 | 3.140 | 7.155 | 10.295 | 899 | 3.708 | 4.607 |
| **AFRICA** | **113.242** | **286** | **45.710** | **185.879** | **231.589** | **12.755** | **61.171** | **73.926** |
| **Africa Settentrionale** | **54.659** | **154** | **20.796** | **114.038** | **134.834** | **8.298** | **36.833** | **45.131** |
| Algeria | 7.872 | 75 | 10.626 | 8.067 | 18.693 | 4.143 | 3.952 | 8.095 |
| Egitto | 12.427 | 53 | 4.911 | 25.070 | 29.981 | 1.714 | 8.491 | 10.205 |
| Libia | 24.644 | 14 | 1.963 | 78.085 | 80.048 | 958 | 23.686 | 24.644 |
| Marocco | 7.529 | | | | | | | |
| Tunisia | 2.187 | 12 | 3.296 | 2.816 | 6.112 | 1.483 | 704 | 2.187 |
| **Africa Sub-Sahariana** | **58.583** | **132** | **24.914** | **71.841** | **96.755** | **4.457** | **24.338** | **28.795** |
| Angola | 7.633 | 73 | 10.790 | 40.335 | 51.125 | 914 | 8.542 | 9.456 |
| Congo | 1.299 | 12 | 666 | 1.320 | 1.986 | 386 | 713 | 1.099 |
| Costa d'Avorio | 3.960 | 11 | 1.310 | 8.948 | 10.258 | 1.068 | 7.939 | 9.007 |
| Ghana | 495 | 4 | 226 | 946 | 1.172 | 100 | 402 | 502 |
| Kenya | 35.724 | | | | | | | |
| Mozambico | 3.260 | 7 | 719 | 7.803 | 8.522 | 180 | 3.080 | 3.260 |
| Namibia | | 1 | | 5.386 | 5.386 | | 1.144 | 1.144 |
| Nigeria | 6.212 | 24 | 11.203 | 7.103 | 18.306 | 1.809 | 2.518 | 4.327 |
| **ASIA** | **140.571** | **44** | **9.515** | **150.500** | **160.015** | **3.440** | **77.464** | **80.904** |
| **Kazakhstan** | **1.947** | **6** | **2.391** | **2.505** | **4.896** | **442** | **831** | **1.273** |
| **Resto dell'Asia** | **138.624** | **38** | **7.124** | **147.995** | **155.119** | **2.998** | **76.633** | **79.631** |
| Cina | 7 | 2 | 43 | | 43 | 7 | | 7 |
| Emirati Arabi Uniti | 17.830 | 11 | 3.016 | 28.251 | 31.267 | 251 | 16.407 | 16.658 |
| Indonesia | 12.128 | 10 | 2.379 | 15.076 | 17.455 | 2.006 | 10.045 | 12.051 |
| Iraq | 446 | 1 | 1.074 | | 1.074 | 446 | | 446 |
| Libano | 610 | 1 | | 1.742 | 1.742 | | 610 | 610 |
| Oman | 58.955 | 2 | | 11.256 | 11.256 | | 9.037 | 9.037 |
| Qatar | 38 | 1 | | 1.206 | 1.206 | | 38 | 38 |
| Timor Leste | 5.960 | 3 | 412 | 4.032 | 4.444 | 108 | 4.032 | 4.140 |
| Turkmenistan | 180 | 1 | 200 | | 200 | 180 | | 180 |
| Vietnam | 21.251 | 3 | | 17.902 | 17.902 | | 15.245 | 15.245 |
| Altri Paesi[c] | 21.219 | 3 | | 68.530 | 68.530 | | 21.219 | 21.219 |
| **AMERICA** | **9.498** | **62** | **1.943** | **11.566** | **13.509** | **895** | **7.441** | **8.336** |
| Messico | 3.442 | 10 | 67 | 5.165 | 5.232 | 67 | 3.269 | 3.336 |
| Stati Uniti | 631 | 41 | 615 | 172 | 787 | 331 | 31 | 362 |
| Venezuela | 1.066 | 6 | 1.261 | 1.543 | 2.804 | 497 | 569 | 1.066 |
| Altri Paesi | 4.359 | 5 | | 4.686 | 4.686 | | 3.572 | 3.572 |
| **AUSTRALIA E OCEANIA** | **2.751** | **8** | **328** | **15.394** | **15.722** | **328** | **9.101** | **9.429** |
| Australia | 2.751 | 8 | 328 | 15.394 | 15.722 | 328 | 9.101 | 9.429 |
| **Totale** | **301.308** | **874** | **75.982** | **435.443** | **511.425** | **26.384** | **184.962** | **211.347** |

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.
(c) Include licenze esplorative in Russia per le quali si prevede il rilascio.

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

Nella tabella che segue sono riportati, al 31 dicembre 2024 e per i principali Paesi di ciascuna area geografica, gli asset in produzione, l'anno in cui sono iniziate le attività e la partecipazione in ciascun asset. La tabella non include gli asset di società in joint venture e collegate. In particolare: (i) in Angola, la joint venture Azule Energy (Eni 50%) detiene 17 blocchi (di cui 9 esplorativi) oltre alla partecipazione nella JV Angola LNG; (ii) nel Regno Unito, la joint venture Ithaca Energy (Eni 37,17%) detiene licenze in 37 giacimenti, di cui 10 operati e in produzione, localizzati nel Mar del Nord; (iii) in Norvegia, la collegata Vår Energi (Eni 63,1%) detiene partecipazioni in 142 licenze (di cui 83 di sviluppo e 59 esplorative); (iv) in Mozambico, la joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) è operatore della licenza in produzione Area 4; (v) in Venezuela, dove le joint venture Cardon IV (Eni 50%), Petro-Sucre (Eni 26%) e PetroJunín (Eni 40%) detengono partecipazioni nei giacimenti in produzione di Perla, Corocoro e Junin 5, rispettivamente; (vi) in Tunisia, la joint venture Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière (Eni 50%); e (vii) in Algeria, la joint venture E&E Algeria Touat BV (Eni 54%).

| | | | |
|---|---|---|---|
| **ITALIA (1926)** | | Mare Adriatico e Ionio | Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Cervia-Arianna (100%) |
| | | Basilicata | Val d'Agri (61%) |
| | | Sicilia | Gela (100%), Argo-Cassiopea (60%), Giaurone (100%) e Bronte (100%) |
| **RESTO D'EUROPA** | Paesi Bassi (2024) | | E17a-A (37,15%), F3 (58,96%), G-blocks (da 32,85% a 60%), K2b-A (56,62%), K9ab-B (da 31,06% a 35,43%), L12-L15 (da 30% a 60,23%), L10/K12 (da 30,39% a 49,29%), L5 hub (da 59,50% a 60%), Q13a-A (50%) e K6-D (27,47%) |
| **AFRICA SETTENTRIONALE** | Algeria[a] (1981) | | Sif Fatima II (49%), Berkine Sud (75%), Blocco 404-208 (17,5%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (100%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%), In Amenas (Eni 45,89%) e In Salah (Eni 33,15%) |
| | Egitto[a][b] (1954) | | Sinai (Belayim Land, Belayim Marine, Abu Rudeis e Sinai Ras Gharra - 100%), Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%), South Ghara (25%), Alam El Shawish (25%), Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (75%), Baltim (50%), North El Hammad Offshore (Bashrush - 37,5%) ed East Obayed (Faramid - 75%) |
| | Libia[a] (1959) | Aree contrattuali offshore | Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%) |
| | | Aree contrattuali onshore | 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%) |
| | Tunisia (1961) | | Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%) |
| **AFRICA SUB-SAHARIANA** | Congo (1968) | | Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Kitina (52%), M'Boundi (83%) e Yanga Sendji (29,75%) |
| | Costa d'Avorio (2015) | | Baleine (77,25%) |
| | Ghana (2009) | | Offshore Cape Three Points (44,44%) |
| | Nigeria[c] (1962) | | OML 125 (100%) e OML 118 (12,5%) |
| **KAZAKHSTAN[a] (1992)** | | | Kashagan (16,81%) e Karachaganak (29,25%) |
| **RESTO DELL'ASIA** | Indonesia (2001) | | Jangkrik (55%) e Merakes (65%) |
| | Iraq (2009) | | Zubair (41,56%)[d] |
| | Emirati Arabi Uniti (2018) | | Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%) |
| **AMERICA** | Messico (2019) | | Area 1 (100%) |
| | Stati Uniti (1968) | | Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (100%), Longhorn (75%), Devils Towers (100%), Triton (100%), Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%) |

(a) 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.
(b) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di partecipating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.
(c) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 15 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale.
(d) Eni è capofila di un consorzio costituito da Kogas e con le compagnie di stato Missan Oil Company e Basra Oil Company, 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 royalty, 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 royalty (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

A fine 2024 è stato perforato, con esito positivo, il pozzo esplorativo GEMINI 1 situato nell'offshore siciliano. L'avvio produttivo, una volta ottenute tutte le autorizzazioni previste, avverrà collegando il pozzo alle infrastrutture già esistenti del campo Argo Cassiopea.

Nel 2024, l'annullamento del PiTESAI ha riportato la situazione legislativa dei titoli minerari a quella originaria, consentendo l'attività in aree precedentemente indicate come non idonee. Inoltre, con il Decreto 153/2024 (D.L. Ambiente) sono state introdotte una serie di variazioni alla normativa mineraria tra cui la più rilevante è la riduzione da 12 a 9 miglia dalla costa del divieto di condurre attività upstream.

Nell'agosto 2024 è stata avviata la produzione del campo a gas di Argo Cassiopea, il più importante progetto di sviluppo di gas in Italia degli ultimi anni. La produzione di gas dei 4 pozzi del campo viene trasportata attraverso una condotta sottomarina fino all'impianto di trattamento di Gela, per poi essere immessa nella rete nazionale. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, raggiungerà la carbon neutrality (Scope 1 e 2).

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, nel corso dell'anno sono stati firmati: (i) due accordi attuativi con il Comune di Gela per interventi di riqualificazione urbana; e (ii) un accordo con il Comune di Gela, Regione Siciliana, Autorità Portuale di Sicilia Occidentale, Protezione Civile per contribuire alla riqualifica del Porto Rifugio di Gela.

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

Inoltre, nel 2024 è proseguito il progetto, avviato nel 2023, per il supporto alle spese di logistica e distribuzione delle derrate alimentari da parte del Banco Alimentare della Sicilia Onlus ai soggetti del territorio aderenti al programma.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) lo start-up produttivo del pozzo Donata 4 attraverso il collegamento alle facility esistenti; (ii) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nel campo di Cervia; (iii) la razionalizzazione impiantistica degli asset; e (iv) l'efficientamento delle facility di compressione nelle centrali di Casalborsetti e Falconara con riduzione delle emissioni di $CO_2$. Il completamento di tale attività è previsto nel corso del 2025. Inoltre, è stato completato a Ravenna un progetto realizzato da Joule, la scuola di Eni per l'Impresa, focalizzato su tecnologie legate al mondo della blue e green economy per supportare

la transizione delle imprese del territorio grazie a partnership e collaborazioni industriali.
Nel 2024, nell'ambito dell'Accordo di collaborazione pluriennale con il Comune di Crotone sono state realizzate iniziative di valorizzazione urbana, paesaggistica e culturale, nonché progetti di diversificazione economica, salute e programmi a supporto del settore ittico.
Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility dei giacimenti esauriti, sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi onshore e offshore. Nel corso dell'anno è stato assegnato il contratto per la dismissione di 10 piattaforme. L'avvio delle attività, il cui iter autorizzativo è in linea con quanto previsto dal Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", è previsto nel 2025.
Nella Concessione produttiva Val d'Agri le attività dell'anno hanno riguardato: (i) interventi di side track su due pozzi, così come approvato nel Programma Lavori. L'avvio produttivo è previsto nel 2025; e (ii) attività di ottimizzazione della produzione allo scopo di contrastare il declino naturale della produzione.
Nel 2024 è proseguito l'impegno nell'ambito del Nuovo Protocollo d'Intenti tra Eni, Shell e Regione Basilicata che include la realizzazione di progetti "non oil" a favore dello sviluppo locale. In particolare, le attività nel corso dell'anno hanno riguardato: (i) la firma di un accordo con la Regione Basilicata e Acquedotto Lucano per la realizzazione di impianti fotovoltaici con una capacità complessiva circa 49 MWp a supporto del settore idrico; (ii) la definizione dell'accordo con l'Agenzia Lucana di Sviluppo e di Innovazione in Agricoltura (ALSIA) per la creazione di una filiera agricola per la produzione di biocarburanti; (iii) il completamento di un primo programma a sostegno dell'imprenditoria locale con il supporto di Joule, la scuola di Eni per l'impresa; (iv) le iniziative di valorizzazione del patrimonio culturale in collaborazione con il Comune di Viggiano; (v) le attività del Progetto Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione nell'area adiacente al Centro Olio Val d'Agri con programmi di agricoltura sostenibile e di sperimentazione agricola, attività formative rivolte alle scuole e ai centri di formazione tecnica; e (vi) programmi di sostenibilità energetica definiti dall'accordo con 11 Comuni della Val d'Agri nonché le iniziative definite dall'accordo con la Regione Basilicata nell'ambito del progetto preliminare Lucani Ambiente e Salute (LucAS).

## Resto d'Europa

**Regno Unito.** Nell'ottobre 2024, Eni ha completato l'aggregazione della quasi totalità dei propri asset di esplorazione e produzione situati nel Paese, esclusi quelli situati nel Mare d'Irlanda e quelli legati ai progetti CCUS, agli asset di Ithaca Energy plc. A fronte di tale aggregazione Eni UK ha ricevuto azioni ordinarie di Ithaca di nuova emissione rappresentative di una partecipazione pari a circa il 37,17% del capitale sociale di Ithaca. L'operazione è stata approvata dalle autorità competenti, ivi incluse le autorità antitrust. L'operazione replica il successo delle precedenti business combination effettuate da Eni in ambito upstream, in applicazione del proprio modello di business satellitare distintivo.
Nell'anno sono state acquisite tre licenze esplorative P2638, P2664 e P2668 nel Mare del Nord.
Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo del progetto Talbot; e (ii) il completamento delle attività di drilling e conseguente avvio produttivo di tre pozzi di sviluppo nel campo di Seagull. Un ulteriore pozzo di sviluppo è stato completato nell'anno e lo start-up è atteso nel 2025.

**Norvegia.** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con un totale di 13 pozzi perforati negli hub operati di Ringhorne North, Cerisa e Countach, vicini alle infrastrutture produttive esistenti di Balder, Gjoa e Goliat rispettivamente.
Le principali attività di sviluppo hanno riguardato i progetti sanzionati di Johan Castberg e Balder X, nella licenza PL 001 nel Mare del Nord, nonché il progetto sanzionato di Halten East. Le attività di sviluppo sono in corso e l'avvio produttivo dei tre progetti è previsto nel 2025. Inoltre, nel corso del 2024 è stato sanzionato il progetto Balder Phase V.

**Paesi Bassi.** Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) programmi di ottimizzazione della produzione nelle licenze K12-G e K2b-A6; e (ii) le attività di concept definition del progetto di sviluppo del giacimento L7F con final investment decision attesa nel corso del 2025.

## Africa Settentrionale

**Algeria.** Nel corso del 2024 è stata completata l'acquisizione degli asset Neptune nel Sahara occidentale nella concessione di Touat (Eni 35,1%). Inoltre, nel luglio 2024 è stato firmato un Memorandum d'Intesa con Sonatrach e Sonelgaz per studi di fattibilità di un progetto congiunto per produrre in Algeria energia elettrica da fonti rinnovabili, trasportarla attraverso un cavo sottomarino tra Algeria e Italia e commercializzarla in Europa.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso la perforazione di sette pozzi nella concessione di Berkine Nord e di un pozzo nella concessione di Berkine Sud; (ii) il completamento del progetto ROD Debottlenecking con incremento della capacità di trattamento del gas dell'impianto esistente; e (iii) le attività di costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW nel campo di BRN nel blocco 403, addizionale all'impianto da 10 MW già realizzato nel 2020. Sono in corso di valutazione i programmi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 12 MW nel campo di MLE nel blocco 405b.

**Egitto.** Nel corso dell'anno è proseguito il programma di ottimizzazione della produzione nelle aree del Sinai, del Deserto Occidentale e del Mediterraneo. In particolare, nel giacimento in produzione di Zohr sono stati finalizzati: (i) un progetto di compressione attraverso una sinergia operativa con il vicino impianto di El Gamil; e (ii) un

progetto per aumentare la capacità di trattamento acqua dell'impianto onshore.
Al 31 dicembre 2024 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 429 milioni di boe.
Inoltre, nel Deserto Occidentale le attività hanno riguardato: (i) il progetto Meleiha Fase 2 con il completamento di una linea di trasporto gas che ha consentito di migliorare la flessibilità operativa; e (ii) il completamento del programma di flaring down dell'impianto di trattamento olio di Meleiha. Con questo progetto Eni in Egitto raggiunge l'obiettivo di Zero Routine Flaring in anticipo rispetto il piano originario.
Le attività di sviluppo proseguono anche attraverso diverse iniziative per lo sviluppo locale. In Port Said tali progetti prevedono tra le principali aree d'intervento: (i) educazione tecnica, con la costituzione della Zohr Applied Technology School (ATS), nonché l'avvio del progetto di Educazione Universitaria in Energy Engineering Technology, in collaborazione con il Politecnico di Milano ed Eni Corporate University, e (ii) iniziative di sensibilizzazione, fornitura di attrezzature mediche e sviluppo di capacità specialistiche del personale sanitario locale.
Nei Governatorati di South Sinai e Matrouh sono stati completati due progetti di supporto all'agricoltura dedicati al miglioramento della resilienza delle comunità che vivono in contesti di alta vulnerabilità alla desertificazione, con circa 6.000 persone beneficiate. Nei Governatorati di Matrouh e Damietta sono state inoltre avviate due Applied Technology School che saranno ulteriormente supportate da AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo).
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.

**Libia.** Le attività di sviluppo sono proseguite in tutti i progetti in corso. In particolare: (i) nel progetto Struttura A&E, che consentirà di mettere in produzione il gas delle formazioni "A&E" situate nell'Area D a largo delle coste libiche, sono stati assegnati i principali contratti per lo sviluppo della struttura "A"; (ii) nel progetto Bouri Gas Utilization Project per la riduzione delle emissioni di $CO_2$ e valorizzazione del gas associato del giacimento di Bouri, sono avanzate le attività di costruzione e finalizzazione dei rilievi sottomarini nell'area di interesse; e (iii) nel progetto di Sabratha Compression, a supporto della produzione del giacimento Bahr Essalam, sono proseguite le attività di fabbricazione del modulo di compressione e le attività propedeutiche alla fase di installazione.
Nel 2024 è stato avviato un progetto nel settore della formazione professionale in partenariato con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni con l'obiettivo di incrementare l'occupazione giovanile nel sud del Paese.

**Tunisia.** Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) un programma di ottimizzazione della produzione; e (ii) il completamento delle attività su alcuni pozzi e conseguente riavvio produttivo nella concessione Maamoura e nel campo di Iklil nella concessione Adam.
Nel corso dell'anno le attività di sviluppo locale si sono concentrate sulla ristrutturazione e l'installazione di pannelli fotovoltaici presso alcune scuole pubbliche.

## Africa Sub-Sahariana

**Angola.** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi esplorativi a olio di Likembe 1X nel blocco 15, di Dalia-6 nel blocco 17 e di PKBB nel blocco 14, quest'ultimo già avviato in produzione.
Nel 2024, Azule ha finalizzato: (i) il farm-in nel Blocco offshore 2914A in Namibia con Rhino Resources, con l'acquisizione di una quota del 42,5%. L'accordo include l'opzione di ottenere l'operatorship del permesso; e (ii) la cessione della partecipazione del 12% nel Blocco 3/05 e del 16% nel Blocco 3/05A situati nel Lower Congo Basin.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro nell'ambito del New Gas Consortium. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, prevede l'installazione di due piattaforme produttive offshore, un impianto di trattamento onshore e le facility di collegamento all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo start-up è previsto a fine 2025 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) l'avanzamento del progetto di Agogo Integrated West Hub nell'area occidentale del Blocco 15/06 per il quale sono stati assegnati i contratti principali. Lo start-up è atteso nel 2025 con un picco produttivo previsto a 170 mila boe/giorno; (iii) sono proseguiti gli studi di ottimizzazione dello sviluppo del progetto PAJ nel Blocco 31; (iv) l'avvio di attività di infilling nel Blocco 18; e (v) interventi di supporto delle comunità nelle province nel Paese con iniziative in diversi ambiti sociali come l'accesso all'acqua e ai servizi igienici, salute, istruzione, inclusione sociale, diversificazione economica, accesso all'energia rinnovabile nonché protezione ambientale e programmi di sminamento. In particolare, nel corso del 2024 sono stati completati i programmi come l'accesso a 18 nuove fonti d'acqua, 7 nuove scuole, un centro di formazione professionale nonché la riabilitazione di un centro di accoglienza, interventi a supporto di oltre 2.500 agricoltori e l'installazione di 21 impianti solari.
Inoltre, è proseguito il progetto internazionale di capacity building sanitario nell'area di Luanda con l'obiettivo di rafforzare le competenze del personale sanitario, con il coinvolgimento di Istituti italiani sanitari di eccellenza.

**Congo.** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%) con i pozzi di scoperta a gas e condensati di Poalvou Marine 2 e a olio e gas di Mbenga Marine 1.
Nel 2024, Eni ha perfezionato con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi nel Paese, in linea con il percorso di

miglioramento della qualità del portafoglio upstream attraverso selezionate opzioni di sviluppo.
Nel febbraio 2024, il progetto Congo FLNG ha avviato le consegne di GNL ai mercati internazionali, rendendo la Repubblica del Congo un nuovo esportatore nel panorama globale di questo combustibile. Il progetto Congo LNG ha iniziato la produzione di gas, valorizzando le risorse del permesso Marine XII, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi anche facendo leva sugli asset esistenti, con l'obiettivo di zero gas flaring di routine; ed inoltre contribuirà a soddisfare il fabbisogno di energia del Paese, sfruttando il surplus di gas per la produzione di GNL. Il progetto è previsto raggiungere la capacità di liquefazione gas di circa 5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) le attività per il completamento dell'unità galleggiante Nguya FLNG che affiancherà l'attuale FLNG Tango del progetto Congo LNG. La nuova unità FLNG porterà la capacità di liquefazione del progetto a 3 milioni di tonnellate/anno entro la fine del 2025. La Nguya FLNG avrà un'impronta carbonica più contenuta grazie al proprio design, alla tecnologia e all'approccio zero-flaring, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni; e (ii) le attività per massimizzare la produzione olio del giacimento Nènè, attraverso programmi di sidetrack di pozzi esistenti e la perforazione di nuovi pozzi di infilling.
Nel corso del 2024 è entrato in funzione il Centro di Eccellenza di Oyo per le energie rinnovabili e l'efficientamento energetico con il completamento dell'assetto organizzativo necessario per la gestione delle attività. Il centro è gestito, così come definito dall'accordo di collaborazione, dalla United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) e nel corso dell'anno: (i) sono stati avviati i primi progetti di ricerca con la selezione dei primi nove ricercatori; e (ii) sono stati organizzati seminari alla sensibilizzazione sull'utilizzo dell'energia solare, come vettore di sviluppo sociale ed economico delle comunità. Inoltre, tra le attività del Centro di Oyo è previsto l'impegno a divenire un riferimento per la certificazione dei fornelli migliorati e la loro promozione a livello regionale. Uno degli elementi dei programmi a sostegno della riduzione degli impatti ambientali e miglioramento della qualità della vita delle comunità.
Nel corso dell'anno è proseguito il supporto al programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative a sostegno dei servizi educativi e sanitari, dell'accesso all'acqua e del settore agricolo tramite un programma specifico di formazione.

**Costa d'Avorio.** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta di Calao nel blocco CI-205 (Eni 90%). Questa scoperta apre prospettive per nuovi sviluppi, rafforzando il portafoglio esplorativo di Eni.
Nel 2024, sono stati acquisiti quattro blocchi esplorativi offshore CI-504, CI-526, CI-706 e CI-708 con una quota dell'88%. Questi blocchi sono localizzati in prossimità del blocco CI-205 e rappresentano un'opportunità per le possibili sinergie con la recente scoperta Calao.
Nel dicembre 2024, Eni ha completato la Fase 2 di sviluppo del progetto Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802, raggiungendo un significativo ramp-up produttivo grazie al completamento delle due unità FPSO-FSO, delle relative facility e dei pozzi sottomarini. Questa fase consentirà di raggiungere un target produttivo di 60 mila barili/giorno di petrolio e 2 milioni di metri cubi al giorno di gas associato.
Il full field development di Baleine prevede anche una Fase 3 con l'obiettivo di incrementare la capacità produttiva fino a 150 mila barili/giorno di petrolio e circa 6 milioni di metri cubi/giorno di gas associato, destinato al mercato domestico.
Nel 2024, in continuità con gli anni precedenti, i progetti di sviluppo locale, nell'ambito del progetto Baleine, hanno riguardato interventi nei seguenti settori: (i) salute, attraverso la prosecuzione di due progetti a supporto di 20 centri di salute, con interventi di riabilitazione, miglioramento delle infrastrutture energetiche, donazione di attrezzature e formazione del personale sanitario e non sanitario; (ii) formazione professionale, in collaborazione con Iveco Group per favorire l'inserimento nel mondo del lavoro di 300 giovani; (iii) diversificazione economica, attraverso la prosecuzione di un progetto che ha visto la realizzazione di un centro di produzione tessile e la formazione di oltre 200 artigiani locali; e (iv) accesso all'educazione, attraverso la ristrutturazione di 22 scuole, la formazione di insegnanti e la distribuzione di materiale scolastico a supporto di circa 15.000 studenti.

**Mozambico.** Nel 2024 è stato completato il piano di sviluppo del progetto Coral Nord e sottoposto all'approvazione del governo del Paese. Il progetto Coral Nord rientra nell'ambito dei programmi di sviluppo futuri che hanno l'obiettivo di massimizzare la messa in produzione delle riserve dell'Area 4 da parte degli operatori delegati (Eni ed ExxonMobil) e che includono possibili opzioni offshore, sulla base dell'esperienza di Coral South FLNG, ed onshore anche attraverso sinergie con Area 1.
Nell'ambito dei programmi a sostegno delle comunità del Paese, nel 2024 sono proseguite le iniziative con: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, della sanità pubblica e dell'occupazione giovanile nel distretto di Pemba. Inoltre è stata completata ed inaugurata la prima Unità di Terapia Intensiva e TAC nella Provincia di Cabo Delgado; (ii) azioni per migliorare l'accesso all'acqua potabile nei distretti di Mecufi e Metuge, unitamente a interventi per il rafforzamento dei servizi socio-sanitari e la protezione della biodiversità nel distretto di Mecufi; (iii) iniziative per favorire la coesione sociale e l'integrazione economica; e (iv) programmi di sviluppo economico nei settori agricolo e ittico nelle province di Cabo Delgado e di Manica, dove in particolare è in corso un progetto destinato ad oltre 2.000 piccoli imprenditori agricoli con iniziative di formazione, distribuzione di semenze e fornitura di materiali.

**Nigeria.** Nell'agosto 2024 Eni ha finalizzato la vendita della Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore, alla società nigeriana Oando PLC, la principale società energetica privata nigeriana. La transazione è in linea con la strategia di ottimizzazione e ribilanciamento del portafoglio upstream. La partecipazione del 5% in SPDC JV (Shell Production Development Joint Venture) non rientra nel perimetro della transazione ed è rimasta nel portafoglio Eni. Le attività nel Paese proseguiranno concentrandosi sugli asset offshore e nel progetto Nigeria LNG.
Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il sanzionamento della Final Investment Decision (FID) per il progetto di Bonga North nel OML 118, che prevede il collegamento di nuovi pozzi sottomarini all'esiste FPSO. Inoltre, è stato promosso e finanziato un programma di borse di studio per un totale di oltre 2.000 beneficiari raggiunti nell'ambito delle iniziative a supporto delle popolazioni del delta del Niger.
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 Oando Energy Resources Nigeria Limited JV (ex NAOC JV). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2024 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 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, completata nel 2022; e (ii) la consegna di una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione, per la restante parte dei volumi di gas associato.
Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 80 mila boe/giorno.
Al 31 dicembre 2024 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 558 milioni di boe.

**Karachaganak.** Nel 2024 sono proseguite le ulteriori fasi di sviluppo del giacimento Karachaganak, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e la realizzazione di una sesta linea di iniezione, completati nel 2023; (ii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas completata nel corso del 2024; e (iii) l'installazione di una sesta unità di compressione, ultima fase di sviluppo, sanzionata nel 2022 con start-up previsto nel 2026.
Nel 2024 sono proseguite le iniziative di sviluppo locale volontarie, con attività in diversi settori e aree del Paese, tra cui: (i) il lancio di un progetto di sviluppo agricolo nel Distretto di Burlin; (ii) programmi di formazione specifica per partner e stakeholder a livello nazionale; e (iii) attività e promozione culturali.

## Resto dell'Asia

**Emirati Arabi Uniti.** Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) l'approvazione del piano di sviluppo del campo di Waset nel Blocco esplorativo 2 nell'offshore di Abu Dhabi (Eni operatore 70%); (ii) l'approvazione di tre progetti di sviluppo per supportare l'incremento produttivo in linea con gli obiettivi nelle concessioni di Lower Zakum e Umm Shaif/Nasr; e (iii) le attività esecutive del progetto di sviluppo Hail & Ghasha, sanzionato nel 2023, nella Concessione Ghasha.

**Indonesia.** Nel corso dell'anno è stata ottenuta dalle autorità del Paese l'estensione ventennale delle licenze dei blocchi in sviluppo di Ganal (Eni 82%) e Rapak (Eni 82%) e della licenza in produzione e sviluppo di Muara Bakau.
Nell'agosto 2024, le autorità indonesiane hanno approvato: (i) il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North e Gehem. Lo sviluppo integrato dei due campi creerà un nuovo polo produttivo, denominato Northern Hub, nel bacino del Kutei. I giacimenti verranno messi in produzione attraverso pozzi sottomarini, flowlines e una FPSO di nuova costruzione con una capacità di trattamento di circa 29 milioni di metri cubi/giorno di gas, circa 80 mila barili/giorno di condensati e una capacità di stoccaggio di 1 milione di barili. Il gas sarà trattato a bordo della FPSO e successivamente inviato alle facility onshore per essere connesso alla rete di gasdotti dell'East Kalimantan. La produzione sarà in parte destinata all'impianto GNL di Bontang per l'esportazione e in parte al consumo interno. La produzione di condensati stabilizzata e stoccata dalla FPSO sarà destinata alla vendita; e (ii) il PoD dei campi di Gendalo & Gandang. Il progetto sarà avviato in produzione attraverso il collegamento alle facility esistenti del campo in produzione di Jangkrik.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto in fase esecutiva di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale con start-up previsto nel

2025; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore operato di West Ganal (Eni 70%) con avvio produttivo nel 2026; e (iii) numerosi progetti a supporto delle comunità locali nell'ambito dell' educazione primaria, accesso all'acqua ed energia rinnovabile, attività di diversificazione economica nonché programmi di formazione professionale nelle aree di Samboja e Muara Java, nel Kalimantan orientale.

**Iraq.** Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair. Le principali facility sono state già installate. Le attività di sviluppo in corso includono programmi di ampliamento della disponibilità di acqua per mantenere un'adeguata pressurizzazione del giacimento nel lungo termine e di espansione della capacità di trattamento e reiniezione acqua. Nel 2024 è stato definito un progetto specifico per raggiungere lo zero flaring tecnico entro il 2027.
Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione grazie alla perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni e attraverso l'espansione della facility di raccolta dell'acqua e il completamento dei pozzi di reiniezione della stessa.
Nell'anno è proseguito l'impegno di Eni per lo sviluppo locale con progetti in ambito scolastico, sanitario e di accesso all'acqua. In particolare, sono stati completati: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair e sono stati effettuati interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale scolastico in 140 scuole nei distretti di Zubair e Safwan; (ii) la costruzione con relativa consegna alle autorità del Paese del nuovo dipartimento di medicina nucleare al Basra Health Directorate. Inoltre, il nuovo reparto di oncologia pediatrica in funzione presso il Basra Cancer Children Hospital è stato equipaggiato con ulteriori forniture mediche; e (iii) la prima fase ("primo step") di sviluppo dell'impianto per la fornitura di acqua potabile di Al-Buradeiah a Bassora. La seconda fase ("secondo step") è in corso e il completamento è previsto per il 2025. Inoltre, sono proseguite ulteriori iniziative a beneficio delle comunità con l'obiettivo di supportare la coesione sociale.

**Turkmenistan.** Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling; e (ii) l'espansione del sistema di iniezione di acqua per massimizzare il recupero degli idrocarburi del giacimento di Burun.

## America

**Messico.** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte di Saasil-1 e Yopaat-1 nelle licenze operate di Area 10 (Eni 76%) e Area 9 (Eni 50%), rispettivamente.
Nel corso del 2024 sono state avviate in produzione le piattaforme Tecoalli e Amoca WHP2, a seguito del completamento delle attività di sviluppo e installazione, concludendo lo sviluppo della licenza operata Area 1. Proseguono le attività di perforazione di nuovi pozzi produttivi, il cui completamento è previsto nel corso del 2025.
Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità per iniziative a supporto delle comunità locali, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) la ristrutturazione di edifici scolastici; (ii) iniziative di promozione dell'educazione primaria e giovanile; (iii) attività per migliorare le condizioni socio-economiche attraverso programmi in ambito ittico e agricolo; (iv) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia, della protezione ambientale e tematiche sociali.
Inoltre, nel 2024 è stato costruito e inaugurato un centro sanitario a Manatinero nello Stato del Tabasco. Il centro sanitario è in funzione e in gestione alle Autorità locali.

**Stati Uniti.** Nel 2024, Eni ha finalizzato la vendita: (i) del 100% degli asset di Nikaitchuq e Oooguruk detenuti in Alaska a Hilcorp per un valore di $1 miliardo; e (ii) di alcuni asset offshore nel Golfo del Messico per un valore di circa $80 milioni. Entrambe le operazioni sono in linea con la strategia di Eni focalizzata sull'ottimizzazione delle attività upstream attraverso un ribilanciamento del portafoglio e la cessione di asset non strategici.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento della seconda fase dello sviluppo del progetto non operato Lucius - Hadrian North (Eni 14,45%), con conseguente start-up produttivo; (ii) il completamento con avvio produttivo della quarta fase di sviluppo della licenza non operata St. Malo (Eni 1,3%) dove sono anche state avviate le attività di sviluppo di un progetto di water injection e di un sistema di subsea multiphase pumping; e (iii) la perforazione di un ulteriore pozzo produttivo nel giacimento non operato Europa, con start-up produttivo raggiunto all'inizio del 2025.

# Global Gas & LNG Portfolio e Power

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a] | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | **0,51** | 0,00 | 0,28 |
| *di cui: dipendenti* | | ***0,84*** | *0,00* | *0,70* |
| *contrattisti* | | ***0,00*** | *0,00* | *0,00* |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | **1.151** | 1.130 | 1.317 |
| *di cui all'estero* | | ***386*** | *390* | *588* |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | **9,3** | 9,4 | 10,6 |
| **Global Gas & LNG Portfolio** | | | | |
| Vendite gas naturale[b] | (miliardi di metri cubi) | **50,88** | 50,51 | 60,52 |
| Italia | | **24,40** | 24,40 | 30,67 |
| Resto d'Europa | | **23,40** | 23,84 | 27,41 |
| *di cui: Importatori in Italia* | | ***1,26*** | *2,29* | *2,43* |
| *Mercati europei* | | ***22,14*** | *21,55* | *24,98* |
| Resto del mondo | | **3,08** | 2,27 | 2,44 |
| Vendite di GNL[c] | | **9,8** | 9,6 | 9,4 |
| **Power** | | | | |
| Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi[b] | (terawattora) | **26,55** | 27,30 | 30,86 |
| Produzione termoelettrica | | **20,16** | 20,66 | 21,37 |

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.
(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).

**€1,3 mld**
EBIT proforma adjusted

**50,88 mld mc**
vendite di gas naturale
(+1% vs. 2023)

**9,8 mld mc**
vendite di GNL nel 2024
(+2% vs. 2023)

Varata l'unità galleggiante di produzione di GNL
**Nguya FLNG**

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,51) evidenzia un incremento rispetto al 2023, a seguito di un evento occorso presso il personale dipendente.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 9,3 milioni di tonnellate di $CO_2$eq. in linea con il periodo di confronto.
- Vendite di gas naturale di 50,88 miliardi di metri cubi sostanzialmente in linea rispetto al 2023 (+0,37 miliardi di metri cubi). Le vendite in Italia risultano invariate rispetto al 2023, nei mercati europei sono in crescita del 2,7%.
- Vendite di GNL di 9,8 miliardi di metri cubi sono in aumento del 2,1% rispetto al 2023, principalmente nei mercati extra europei.
- Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 26,55 TWh, in diminuzione del 2,7% per minori volumi commercializzati presso il mercato libero.

## DIVERSIFICAZIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

Nel corso del 2024, al fine di assicurare una maggiore flessibilità e diversificare ulteriormente le proprie forniture di GNL, Eni ha concluso una serie di importanti accordi, in particolare è stato sottoscritto:

- un contratto di noleggio della nave bunker GNL Avenir Aspiration con Avenir LNG Limited, che consentirà di rafforzare la presenza Eni nel mercato bunkering nel Mediterraneo, in linea con la strategia del Gruppo di commercializzare il crescente portafoglio di GNL e promuovere combustibili più sostenibili;
- un Memorandum di Cooperazione con Japan Organization for Metals and Energy Security, con l'obiettivo di promuovere il ruolo del gas e del GNL nel percorso di transizione energetica, prevedendo per Eni opportunità di fornitura di GNL al Giappone e supporto da parte delle istituzioni finanziarie giapponesi al progetto Coral North in Mozambico;
- un contratto di vendita in Thailandia al fine di sviluppare ulteriormente le vendite GNL in Asia.

Questi nuovi contratti contribuiscono alla creazione di un portafoglio di GNL che, facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione upstream complessiva al 60% entro il 2030.

Infine, a testimonianza dei continui progressi nella valorizzazione delle risorse gas, Eni, nel mese di novembre, ha completato il varo dello scafo dell'unità galleggiante di produzione di gas naturale liquefatto Nguya FLNG. L'unità navale FLNG avrà una capacità di liquefazione di 2,4 milioni di tonnellate all'anno e si affiancherà all'attuale FLNG Tango, operativa da dicembre 2023 con una capacità di 0,6 milioni di tonnellate all'anno, portando la capacità totale di liquefazione del progetto Congo LNG a 3 milioni di tonnellate all'anno entro la fine del 2025.

## GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

## GAS NATURALE

### Approvvigionamenti

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 51,05 miliardi di metri cubi, in aumento di 1 miliardo di metri cubi, pari al 2% rispetto al 2023.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (43,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'85% del totale, sono diminuiti rispetto al 2023 (-0,95 miliardi di metri cubi; -2,1%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-1,36 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,11 miliardi di metri cubi) e nel Regno Unito (-0,19 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,39 miliardi di metri cubi), Indonesia (+0,30 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (+0,24 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,66 miliardi di metri cubi) registrano un aumento del 34,2% rispetto al periodo di confronto.

Nel 2024, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,7 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (1,7 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (1,4 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,4 miliardi di metri cubi) ; (v) dei giacimenti in Congo (0,3 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 5,5 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa l'11% del totale delle disponibilità per la vendita.

### Vendite

Il mercato europeo del gas ha registrato una domanda sostanzialmente stabile, con un incremento vs. il 2023 dello 0,5% e dello 0,6% in Italia e nell'Unione Europea, rispettivamente. Questo andamento è stato sostenuto dal recupero dei consumi gas nei settori industriale e civile, che hanno compensato la diminuzione della domanda nel settore elettrico, dovuta alla maggiore disponibilità di energia idroelettrica e solare.

Le vendite di gas naturale di 50,88 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno registrato un incremento di 0,37 miliardi di metri cubi rispetto al 2023, pari allo 0,7% principalmente a seguito delle maggiori vendite nel resto del mondo.

Le vendite in Italia pari a 24,40 miliardi di metri cubi sono in linea rispetto all'esercizio 2023, a seguito dei maggiori volumi commercializzati nel settore grossisti e nel settore industriale, bilanciati dalla riduzione registrata nelle vendite all'hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (1,26 miliardi di metri cubi; -1,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2023) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

## APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

| (miliardi di metri cubi) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **ITALIA** | **7,66** | **5,71** | **3,40** | **1,95** | **34,2** |
| Algeria (incluso il GNL) | 10,70 | 12,06 | 11,86 | (1,36) | (11,3) |
| Norvegia | 6,88 | 6,49 | 6,75 | 0,39 | 6,0 |
| Russia | 6,19 | 6,16 | 17,20 | 0,03 | 0,5 |
| Qatar (GNL) | 2,91 | 2,91 | 2,56 | | |
| Indonesia (GNL) | 1,86 | 1,56 | 1,36 | 0,30 | 19,2 |
| Paesi Bassi | 1,86 | 1,62 | 1,39 | 0,24 | 14,8 |
| Libia | 1,41 | 2,52 | 2,62 | (1,11) | (44,0) |
| Regno Unito | 1,23 | 1,42 | 1,91 | (0,19) | (13,4) |
| Congo (GNL) | 0,45 | | | 0,45 | |
| Altri acquisti di gas naturale | 6,80 | 5,89 | 8,11 | 0,91 | 15,4 |
| Altri acquisti di GNL | 3,10 | 3,71 | 3,43 | (0,61) | (16,4) |
| **ESTERO** | **43,39** | **44,34** | **57,19** | **(0,95)** | **(2,1)** |
| **TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE** | **51,05** | **50,05** | **60,59** | **1,00** | **2,0** |
| Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio | (0,09) | 0,54 | 0,00 | (0,63) | .. |
| Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni | (0,08) | (0,08) | (0,07) | 0,00 | 0,0 |
| **DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE** | **50,88** | **50,51** | **60,52** | **0,37** | **0,7** |
| **TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA** | **50,88** | **50,51** | **60,52** | **0,37** | **0,7** |

## VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

| (miliardi di metri cubi) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Vendite delle società consolidate** | **50,88** | **50,51** | **60,52** | **0,37** | **0,7** |
| Italia (inclusi autoconsumi) | 24,40 | 24,40 | 30,67 | | |
| Resto d'Europa | 23,40 | 23,84 | 27,41 | (0,44) | (1,8) |
| Extra Europa | 3,08 | 2,27 | 2,44 | 0,81 | 35,7 |
| **TOTALE VENDITE GAS** | **50,88** | **50,51** | **60,52** | **0,37** | **0,7** |

Le vendite sui mercati europei di 23,40 miliardi di metri cubi sono in calo di 0,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2023. La riduzione registrata presso gli importatori in Italia è stata compensata dagli aumenti delle vendite nei mercati della Germania, della Penisola Iberica e della Francia, in parte bilanciati dalle minori vendite effettuate in Turchia. Le vendite nei mercati extra europei pari a 3,08 miliardi di metri cubi hanno registrato una crescita del 35,7% rispetto al 2023 (+0,81 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

### VENDITE DI GAS PER MERCATO

| (miliardi di metri cubi) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **ITALIA** | **24,40** | **24,40** | **30,67** | | |
| Grossisti | 11,01 | 10,71 | 12,22 | 0,30 | 2,8 |
| PSV e borsa | 5,94 | 6,28 | 9,31 | (0,34) | (5,4) |
| Industriali | 1,56 | 1,50 | 2,89 | 0,06 | 4,0 |
| Termoelettrici | 0,51 | 0,52 | 0,83 | (0,01) | (1,9) |
| Autoconsumi | 5,38 | 5,39 | 5,42 | (0,01) | (0,2) |
| **VENDITE INTERNAZIONALI** | **26,48** | **26,11** | **29,85** | **0,37** | **1,4** |
| **Resto d'Europa** | **23,40** | **23,84** | **27,41** | **(0,44)** | **(1,8)** |
| Importatori in Italia | 1,26 | 2,29 | 2,43 | (1,03) | (45,0) |
| Mercati europei: | 22,14 | 21,55 | 24,98 | 0,59 | 2,7 |
| *Penisola Iberica* | *3,18* | *2,75* | *3,93* | *0,43* | *15,6* |
| *Germania/Austria* | *4,35* | *3,35* | *3,58* | *1,00* | *29,9* |
| *Benelux* | *3,63* | *3,75* | *4,24* | *(0,12)* | *(3,2)* |
| *Regno Unito* | *1,23* | *1,42* | *1,92* | *(0,19)* | *(13,4)* |
| *Turchia* | *6,10* | *6,90* | *7,62* | *(0,80)* | *(11,6)* |
| *Francia* | *3,58* | *3,31* | *3,62* | *0,27* | *8,2* |
| *Altro* | *0,07* | *0,07* | *0,07* | | |
| **Mercati extra europei** | **3,08** | **2,27** | **2,44** | **0,81** | **35,7** |
| **TOTALE VENDITE GAS** | **50,88** | **50,51** | **60,52** | **0,37** | **0,7** |

# GNL

### VENDITE DI GNL

| (miliardi di metri cubi) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Europa | 6,7 | 7,3 | 7,0 | (0,6) | (8,2) |
| Extra Europa | 3,1 | 2,3 | 2,4 | 0,8 | 34,8 |
| **TOTALE VENDITE GNL** | **9,8** | **9,6** | **9,4** | **0,2** | **2,1** |

Le vendite di GNL (9,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 2,1% rispetto al 2023 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dalla Nigeria e dall'Indonesia e commercializzato in Europa e Asia.

## Trasporto internazionale

Eni, in qualità di shipper, 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.

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni 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) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero (774 chilometri).

# POWER

## Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2024, la potenza installata in esercizio è di circa 5 gigawatt. Nel 2024, la produzione di energia elettrica è stata di 20,16 TWh, in calo di 0,50 TWh rispetto al 2023. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 6,39 TWh di energia elettrica (-0,25 TWh rispetto al 2023).

## Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 26,55 TWh registrano una riduzione pari al 2,7%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso il mercato libero in parte compensati dall'incremento dei volumi venduti verso borsa/terzi (+1 TWh).

| | | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Acquisti di gas naturale | (milioni di metri cubi) | 4.078 | 4.144 | 4.218 | (66) | (1,6) |
| Acquisti di altri combustibili | (migliaia di tep) | 139 | 156 | 175 | (17) | (10,9) |
| Produzione di energia elettrica | (terawattora) | 20,16 | 20,66 | 21,37 | (0,50) | (2,4) |
| Produzione di vapore | (migliaia di tonnellate) | 6.761 | 6.981 | 6.900 | (220) | (3,2) |

### DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

| (terawattora) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Produzione di energia elettrica | 20,16 | 20,66 | 21,37 | (0,50) | (2,4) |
| Acquisti di energia elettrica[a] | 6,39 | 6,64 | 9,49 | (0,25) | (3,8) |
| **Disponibilità** | **26,55** | **27,30** | **30,86** | **(0,75)** | **(2,7)** |
| **Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi[b]** | **26,55** | **27,30** | **30,86** | **(0,75)** | **(2,7)** |
| ***di cui vendite a terzi*** | ***18,86*** | ***17,89*** | ***20,37*** | ***0,97*** | ***5,4*** |

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

# CCS e Agri

**Modello distintivo** che fa leva su **competenze tecniche, capacità operative e asset di alta qualità**

Avvio della **Fase 1** del progetto **Ravenna CCS** il primo in Italia per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della $CO_2$

**HyNet North West** selezionato dal Governo Britannico come un **progetto prioritario**

**Produzione agri-feedstock** triplicata vs. 2023

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello lower carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali di Gruppo che traguarda l'azzeramento delle emissioni nette Scope 1+2+3 al 2050. Il percorso di decarbonizzazione di Eni fa leva sulle competenze e conoscenze, maturate nell'ambito dei business tradizionali, e si declina nello sviluppo di modelli innovativi e distintivi legati ai progetti CCUS, alle iniziative di agribusiness e in ambito di carbon offset.

## PROGETTI CCS

Nell'ambito della cattura e stoccaggio di $CO_2$, Eni ha sviluppato un modello distintivo che si basa sulle competenze consolidate nell'ambito dell'attività tradizionale, sulle conoscenze dei giacimenti a gas esauriti che, unitamente ad una parte delle infrastrutture esistenti, saranno riutilizzati per lo stoccaggio della $CO_2$, e sull'esperienza maturata nelle attività di stoccaggio del gas realizzate in passato.

Grazie ad un ampio portafoglio che si articola su diversi Paesi, Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di iniezione di $CO_2$ di oltre 15 milioni di tonnellate/anno prima del 2030 e superiore ai 40 milioni di tonnellate/anno dopo il 2030.

In Italia, è stata avviata ad agosto 2024, a soli 18 mesi dalla Final Investment Decision (FID), la Fase 1 del progetto Ravenna CCS, sviluppato congiuntamente con Snam attraverso una joint venture paritetica. Il progetto, il primo del genere in Italia, si articola su diverse fasi, a partire dalla cattura di circa 20 mila tonnellate/anno di $CO_2$ dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti, vicino Ravenna, al trasporto e allo stoccaggio nel giacimento a gas esaurito di Porto Corsini Mare Ovest, operato da Eni nell'offshore dell'Adriatico.

Su scala industriale risulta fra i progetti più performanti al mondo per quanto riguarda il sistema di cattura che ha un'efficienza superiore al 90% in corrispondenza di una concentrazione di $CO_2$ pari al 2,4% e a pressione atmosferica. Altro elemento distintivo del progetto è l'alimentazione dell'impianto di cattura attraverso il recupero dell'energia termica autoprodotta e da energia elettrica da fonti rinnovabili, con il risultato che il volume di $CO_2$ catturato corrisponde effettivamente alla quantità abbattuta.

Il progetto prevede una Fase 2 a maggiore scala industriale con una capacità di cattura e stoccaggio di $CO_2$ pari a 4 milioni di tonnellate/anno entro il 2030, con una proiezione di crescita negli anni successivi fino a 16 milioni di tonnellate/anno in base alla domanda del mercato e grazie alla capacità totale di stoccaggio dei giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico, ad oggi stimata in oltre 500 milioni di tonnellate.

Il progetto Ravenna CCS è stato inserito nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comunitario (Progetti PCI) come infrastruttura di trasporto e stoccaggio $CO_2$, nell'ambito del progetto integrato Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean $CO_2$ Network che, oltre agli emettitori italiani, vede coinvolti anche gli emettitori dell'area industriale di Fos sur Mer vicino Marsiglia, in Francia.

Nel Regno Unito Eni ha stabilito una posizione di leadership con il progetto in sviluppo di HyNet North West, selezionato dal Governo britannico come uno dei due progetti CCS prioritari ("Track 1") per il Paese. Il progetto ha l'obiettivo di decarbonizzare i distretti industriali dell'area nord-occidentale dell'Inghilterra e del Galles settentrionale attraverso la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della $CO_2$ emessa dalle esistenti attività industriali hard-to-abate locali e dalla futura produzione di idrogeno. Eni è l'operatore al 100% per le attività di trasporto e lo stoccaggio della $CO_2$ e allo scopo convertirà e riutilizzerà i propri giacimenti di gas offshore esauriti e parte delle esistenti infrastrutture presenti nella baia di Liverpool. L'avvio dell'iniezione della $CO_2$ è previsto nella seconda metà del decennio con un volume stoccato in giacimento che nella prima fase sarà di 4,5 milioni di tonnellate/anno per aumentare dopo il 2030 fino a 10 milioni di tonnellate/anno.

Nell'ultimo trimestre Eni ha finalizzato con le autorità del Regno Unito gli accordi relativi alle condizioni ed ai termini del modello di business per le attività di trasporto e stoccaggio che saranno inclusi nella licenza economica attesa nel 2025.

Relativamente agli emettitori che alimenteranno con la $CO_2$ lo stoccaggio nei giacimenti, le autorità del Regno Unito hanno già selezionato 4 progetti di cattura prioritari, per un volume complessivo di $CO_2$ di circa 3 milioni di tonnellate/anno. Per assicurare il volume di 4,5 milioni di tonnellate/anno previsto nella prima fase, è stato avviato il processo "Track 1 Expansion" per la selezione degli ulteriori emettitori.

Nell'ottobre 2024 il Governo britannico ha annunciato l'assegnazione di fondi pari a circa £22 miliardi in 25 anni per i due progetti prioritari di Hynet NW e East Coast Cluster, inseriti in Track 1, al fine di supportare lo sviluppo delle attività dell'intera filiera CCS.

Nel Regno Unito, inoltre, Eni sta portando avanti la fase di ingegneria per lo sviluppo del progetto CCS Bacton Thames Net Zero che prevede lo stoccaggio di $CO_2$ nel giacimento offshore a gas esaurito di Hewett per contribuire alla decarbonizzazione dell'area sud-orientale del Paese e dell'area industriale di Londra. Eni è operatore al 100% per le attività di trasporto e stoccaggio della $CO_2$ e ha sottoscritto un accordo di collaborazione con 12 partner industriali dei settori hard-to-abate dell'area che hanno manifestato interesse per la partecipazione al progetto. La posizione strategica del giacimento, nella parte sud ovest del Mar del Nord, consente di ipotizzare un ruolo importante del progetto anche nel processo di decarbonizzazione dei siti industriali del nord d'Europa. Lo start-up è previsto entro il 2030 con una capacità di stoccaggio di circa 5 milioni di tonnellate/anno di $CO_2$ e con possibilità di espansione fino a 10 milioni di tonnellate/anno.

In Olanda, a seguito dell'acquisizione delle attività di Neptune, Eni sta sviluppando il progetto CCS L10 che prevede lo stoccaggio di $CO_2$ nei giacimenti operati a gas esauriti offshore del Mare del Nord. Eni è operatore al 39% della joint venture che svilupperà il progetto.
Nel 2024 sono state avviate le negoziazioni per la definizione delle condizioni generali con alcuni emettitori e con i consorzi che gestiscono i progetti di "Aramis" per il trasporto della $CO_2$ e con l'hub di raccolta onshore della $CO_2$ nell'area di Rotterdam ($CO_2$ Next). Il rilascio della licenza di stoccaggio da parte delle autorità olandesi è atteso nella prima metà del 2025 e l'avvio dello stoccaggio di $CO_2$ è previsto entro il 2030 con una capacità di circa 5 milioni di tonnellate/anno.
Il portafoglio CCS comprende, inoltre, progetti per la gestione della $CO_2$ associata alla produzione upstream in fase di sviluppo in Nord Africa e iniziative in fase di studio nel Mare del Nord e nell'area Asia-Oceania.

## INIZIATIVE AGRI-FEEDSTOCK

Il modello Eni di sviluppo delle iniziative agri-feedstock ha l'obiettivo di fornire olio vegetale per alimentare le filiere di trasformazione di Eni a partire da materie prime prodotte dalla coltivazione di terreni degradati, colture di rotazione e dalla valorizzazione di scarti e residui della filiera agroindustriale e forestale. Questo modello distintivo di integrazione verticale, caratterizzato da un approccio end-to-end, mira a garantire volumi di olio vegetale a un costo competitivo, sostenendo l'espansione delle attività di bioraffinazione di Eni, consentendo, allo stesso tempo, importanti impatti positivi sull'occupazione e sullo sviluppo locale.
In particolare, per la filiera agricola, la produzione del feedstock è demandata agli agricoltori, che coltivano la propria terra o raccolgono residui forestali. Per la produzione dell'olio vegetale, i semi e i residui agricoli e forestali sono poi spremuti in impianti di lavorazione, cosiddetti agri-hub, propri o di terzi, a seconda della maturità industriale del Paese di produzione. I sottoprodotti di lavorazione dell'olio vegetale vengono a loro volta recuperati e valorizzati nelle filiere dei mangimi e dei fertilizzanti, con importanti vantaggi per la sicurezza alimentare dei territori coinvolti.
Le filiere agri-feedstock Eni sono certificate 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 sostenibilità dei biocarburanti (UE RED II).
La produzione di olio vegetale nel 2024 è stata pari a 130 mila tonnellate con volumi triplicati rispetto all'anno precedente. Le attività di agri-feedstock di Eni nel 2024 hanno interessato principalmente i seguenti Paesi: (i) in Kenya, dove sono operativi due agri-hub con una capacità produttiva di 70 mila tonnellate di olio all'anno, l'attività agricola si è sviluppata su una superficie superiore agli 80 mila ettari per una produzione 2024 comprensiva della quota di scarti e residui di 48 mila tonnellate; (ii) in Congo è stato completato nell'ultimo trimestre, un agri-hub della capacità pari a 30 mila tonnellate all'anno ed è stata avviata la filiera agricola che porterà alla prima produzione di olio vegetale nel 2025; (iii) in Costa d'Avorio è stata avviata la produzione di olio vegetale a scala industriale dalla valorizzazione dei residui forestali del seme di caucciù per un volume totale di 4.500 tonnellate comprensive della quota di scarti e residui da lavorazioni agro-industriali; (iv) in Mozambico, è stata avviata la filiera agricola con la finalizzazione di oltre venti contratti con aggregatori locali; la produzione dell'anno è stata di circa 600 tonnellate; (v) in Italia è proseguita la collaborazione con Bonifiche Ferraresi; la produzione complessiva dell'anno è stata di 27 mila tonnellate, includendo la valorizzazione dei residui e scarti; (vi) in Vietnam la valorizzazione dei residui agro-industriali ha consentito la produzione di 30 mila tonnellate di olio vegetale; (vii) in Angola è stata avviata la filiera agricola con la finalizzazione di oltre 8 accordi con aggregatori locali; (viii) in Kazakhstan la produzione di olio vegetale da filiera agricola è stata di 6 mila tonnellate; (ix) in Indonesia è stata avviata la produzione da scarti agro-industriali per un volume di 9 mila tonnellate.
Sono state, inoltre, valorizzate ulteriori 5 mila tonnellate di scarti della filiera agro-industriale provenienti dall'Asia.
In Ruanda prosegue l'attività di produzione di sementi di qualità da destinare agli agricoltori degli altri Paesi africani.
Nel 2024 sono state, inoltre, avviate una serie di valutazioni in Brasile, Europa ed in altri Paesi dell'Africa e dell'Asia per identificare ulteriori opportunità di sviluppo del business agri-feedstock.
Nel maggio 2024, a Kigali in Ruanda, Eni e IFC (International Finance Corporation) hanno sottoscritto un accordo di collaborazione per un finanziamento complessivo di $210 milioni a supporto delle iniziative agri-feedstock in Kenya. L'accordo prevede che IFC eroghi fino a $135 milioni e i rimanenti $75 milioni siano coperti da parte di Cassa Depositi e Prestiti SpA.
I fondi sono anche destinati a sostenere la filiera agricola locale attraverso la fornitura di servizi di supporto agli agricoltori promuovendo anche l'accesso al credito agevolato degli stakeholders locali.

## INIZIATIVE DI CARBON OFFSET

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), definito e promosso dalle Nazioni Unite, che prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della $CO_2$. I progetti favoriscono al contempo un modello alternativo di sviluppo per le comunità locali attraverso la promozione di attività socioeconomiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità.
Le principali iniziative di protezione e conservazione delle foreste sostenute da Eni sono: Luangwa Community Forest Project (LCFP),

Lower Zambezi REDD+ Project (LZRP) e Kafue in Zambia, Ntakata Mountains e Makame in Tanzania, Mai Ndombe in Repubblica Democratica del Congo, Great Limpopo REDD+ Project (GLRP) in Mozambico e Amigos de Calakmul in Messico.

Nel novembre 2024 Eni ha firmato un accordo con il Ministero delle Acque e delle Foreste della Costa d'Avorio per lanciare un progetto di conservazione e ripristino della superficie forestale nel Paese. Definito in partnership con le autorità ivoriane, l'accordo è in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali del Paese e con la strategia di riduzione della deforestazione e delle emissioni ad essa legate, nonché contribuirà al raggiungimento delle zero emissioni nello sviluppo del progetto Baleine.

Nel 2024, inoltre, è stato avviato in Kenya un progetto di agricoltura e gestione del suolo sostenibili (Sustainable Agriculture Land Management - SALM) che prevede la promozione di pratiche agricole in grado di incrementare le rese delle coltivazioni e al tempo stesso di aumentare il contenuto di carbonio organico nei suoli.

Nell'anno sono continuate le attività di valutazione di ulteriori iniziative NCS sia nell'ambito del ripristino e della gestione sostenibile degli ecosistemi sia in ambito SALM in Africa, America Latina ed Asia.

L'applicazione di soluzioni tecnologiche si va ad aggiungere a quelle basate sulla natura per la generazione di crediti di carbonio. In tale ambito, dal 2018, la Società ha avviato il programma "Eni for Clean Cooking" per lo sviluppo di progetti che promuovono l'introduzione di sistemi di cottura migliorati che garantiscono la riduzione del consumo di biomassa legnosa da parte delle famiglie con l'obiettivo di migliorare le condizioni di salute e di promuovere la conservazione delle foreste. Oltre all'impatto positivo sulla salute e l'ambiente, l'approccio industriale al tema dell'accesso al "clean cooking" consente di promuovere lo sviluppo dell'imprenditoria e dell'economia locale.

Il programma è stato avviato in Costa d'Avorio, Congo, Mozambico, Angola, Ruanda e Tanzania ed è in corso di valutazione l'espansione in altri Paesi dell'Africa Sub-Sahariana e Asia. Nel 2024 sono state raggiunte circa 1,2 milioni di persone in Africa Sub-Sahariana per un totale di 1,5 milioni di persone dall'avvio del programma.

Eni, inoltre, ha aderito alla "Clean Cooking Declaration: Making 2024 the pivotal year for Clean Cooking" per accelerare l'accesso universale a sistemi di cottura più moderni, essenziali per assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili, come stabilito dall'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 7 delle Nazioni Unite. La dichiarazione è stata sottoscritta da governi, settore privato, organizzazioni internazionali e della società civile intervenuti al Summit di Parigi.

In linea con gli scenari IEA, nel corso dell'anno sono stati avviati gli studi di fattibilità per l'utilizzo di sistemi "avanzati" di clean cooking che prefigurano la distribuzione di fornelli a induzione nelle aree urbane e a pirolisi nelle aree rurali che promuovono, in ottica di economia circolare, l'utilizzo degli scarti agricoli, compresi i sottoprodotti della filiera agri-feedstock di Eni.

Nel 2024 nel portafoglio crediti Eni sono entrati circa 5,3 milioni di tonnellate di $CO_2$.

# Enilive e Plenitude

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[(a)] | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | **0,63** | 1,34 | 1,01 |
| *di cui: dipendenti* | | ***0,73*** | *1,36* | *0,53* |
| *contrattisti* | | ***0,47*** | *1,30* | *1,73* |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | | **5.899** | 5.759 | 5.303 |
| *di cui: all'estero* | | ***2.072*** | *2.103* | *1.961* |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[(a)] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | **0,5** | 0,5 | 0,5 |
| **Enilive** | | | | |
| Lavorazioni bio | (migliaia di tonnellate) | **1.115** | 866 | 543 |
| Capacità di bioraffinazione | (milioni di tonnellate/anno) | **1,65** | 1,65 | 1,10 |
| Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie | (%) | **74** | 71 | 58 |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | **7,70** | 7,52 | 7,50 |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | **5.254** | 5.267 | 5.243 |
| Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa | (migliaia di litri) | **1.638** | 1.645 | 1.587 |
| Grado di efficienza della rete | (%) | **1,22** | 1,19 | 1,20 |
| **Plenitude** | | | | |
| Vendite gas a clienti finali | (miliardi di metri cubi) | **5,51** | 6,06 | 6,84 |
| Vendite energia elettrica a clienti finali | (terawattora) | **18,28** | 17,98 | 18,77 |
| Clienti retail/business a fine periodo | (milioni di pdf) | **10,03** | 10,11 | 10,07 |
| Punti di ricarica elettrica | (migliaia) | **21,3** | 19,0 | 13,1 |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | (terawattora) | **4,7** | 4,0 | 2,6 |
| Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo | (gigawatt) | **4,1** | 3,0 | 2,2 |

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

**4,1 GW**
capacità installata da fonti rinnovabili
+37% vs. 2023

**3 nuove FID**
per lo sviluppo delle bioraffinerie in Malesia, Corea del Sud e Italia

Avviato il primo **impianto** dedicato alla **produzione di SAF** nella **Bioraffineria di Gela**

**10 mln di clienti**
(42% Power)

**Valorizzazione dei satelliti della transizione**
Plenitude €0,8 mld da EIP
Enilive €3,0 mld da KKR

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,63) evidenzia un miglioramento rispetto al 2023, per la riduzione degli infortuni occorsi al personale dipendente e contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) sostanzialmente in linea rispetto al 2023. Minori emissioni sono state registrate presso la bioraffineria di Gela a seguito della fermata per manutenzione.
- Volumi di lavorazione di oli vegetali pari a 1,12 milioni di tonnellate, +28,8% rispetto al 2023, grazie al contributo dell'acquisizione della bioraffineria di St. Bernard presso Chalmette in Louisiana (USA).
- Vendite sulla rete in Italia (5,40 milioni di tonnellate) in crescita del 1,5% rispetto al 2023: i maggiori volumi venduti di benzina ed HVO sono stati compensati dalle minori vendite di gasolio. Quota di mercato pari a 21,2% (21,4% nel 2023).
- Produzione di energia da fonti rinnovabili di 4,7 TWh, in crescita rispetto al 2023, grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- Al 31 dicembre 2024 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 4,1 GW, di cui il 71% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di storage) ed il 29% a impianti eolici.
- Vendite di gas a clienti finali pari a 5,51 miliardi di metri cubi, in riduzione del 9,1% rispetto al 2023, per effetto delle minori vendite in Italia nel segmento residenziale e all'estero principalmente in Francia.
- Vendite di energia elettrica a clienti finali pari a 18,28 TWh in crescita del 1,7% rispetto al 2023 per effetto dell'incremento del portafoglio clienti.
- I punti di ricarica dei veicoli elettrici installati al 31 dicembre 2024 sono pari a 21,3 migliaia di unità, in aumento del 12% rispetto alle 19 migliaia di unità al 31 dicembre 2023, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.

## VALORIZZAZIONE E SVILUPPO DEL BUSINESS

Gli investimenti strategici del 2024 di KKR in Enilive con l'acquisizione del 25% per un ammontare di circa €3 miliardi, perfezionata nel mese di marzo 2025 a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni di legge necessarie, confermano l'appetibilità del modello satellitare Eni con la costituzione di entità focalizzate sulla transizione in grado di attrarre capitali specializzati per finanziare lo loro crescita indipendente, al contempo esplicitando valore per Eni.

Nel febbraio 2025, in linea con l'accordo della prima operazione, è stato concordato con KKR di aumentare la propria partecipazione in Enilive del 5% fino a raggiungere complessivamente il 30%, rafforzando ulteriormente l'opportunità di investimento per i nostri satelliti legati alla transizione.

Per quanto riguarda Plenitude, a novembre del 2024, è stato firmato un accordo con Energy Infrastructure Partners (EIP) per un ulteriore incremento rispetto a quello di marzo 2024, della partecipazione di EIP in Plenitude, attraverso un aumento di capitale riservato pari a circa €209 milioni. La partecipazione di EIP, post-transazione, sarà pari al 10% del capitale sociale di Plenitude, per un investimento complessivo di circa €800 milioni, tenuto conto di €588 milioni versati nel mese di marzo 2024.

## SVILUPPI NEL BUSINESS DELLA BIORAFFINAZIONE E DELLA RETE DI VENDITA

Nell'ambito dell'espansione del business dei biocarburanti nei mercati asiatici, Enilive, Petronas e Euglena Co. Ltd hanno raggiunto la decisione finale di investimento (FID) per costruire e gestire una bioraffineria all'interno del sito industriale Pengerang in Malesia. L'impianto, basato sulla tecnologia Ecofining™, si prevede essere operativo entro il secondo semestre del 2028 e produrrà SAF, HVO e bio-nafta, destinati al settore aereo e a quello dei trasporti su strada. La capacità prevista di trattamento sarà pari a circa 650.000 tonnellate/anno.

A dicembre, dopo il rilascio delle consuete autorizzazioni di legge, è stata costituita la Joint Venture Pengerang Biorefinery Sdn. Bhd.

Enilive e LG Chem hanno raggiunto la decisione finale d'investimento per lo sviluppo di una bioraffineria in Corea del Sud con una capacità di lavorazione di feedstock pari a 400 mila tonnellate/anno, facendo leva sulla tecnologia Ecofining™. A dicembre, dopo il rilascio delle consuete autorizzazioni di legge, è stata costituita la società collegata LG- Eni BioRefining Co. Ltd.

A settembre, sono state ottenute le autorizzazioni ambientali propedeutiche all'autorizzazione definitiva da parte degli enti competenti per l'avvio della costruzione di una bioraffineria a Livorno con una capacità prevista di 500 mila tonnellate/anno di HVO diesel, VVO nafta e bio-GPL attraverso la riconfigurazione dell'hub esistente e avvio atteso nel 2026.

A gennaio 2025, è stato avviato il primo impianto dedicato alla produzione di SAF nella Bioraffineria di Gela. L'impianto ha una capacità di 400 mila tonnellate/anno, pari a quasi un terzo della domanda di SAF prevista in Europa per il 2025 in conseguenza dell'entrata in vigore della ReFuelEU Aviation.

In linea con la strategia di sviluppo della rete, Enilive Iberia ha finalizzato l'acquisizione del 100% delle azioni di Atenoil, società che opera nel settore delle stazioni di servizio. L'operazione, che ha ottenuto l'autorizzazione delle autorità competenti, riguarda 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.

## INIZIATIVE DI MOBILITÀ SOSTENIBILE

Relativamente allo sviluppo e alla diffusione dell'utilizzo del diesel HVOlution, il primo diesel di Enilive prodotto con 100% di materie prime rinnovabili sono stati raggiunti importanti accordi con diversi partner. In particolare, sono stati sottoscritti:

- un protocollo d'intesa con MSC (Mediterranean Shipping Company) finalizzato a sviluppare iniziative congiunte nel campo della sostenibilità e della transizione energetica. In particolare, l'accordo include il potenziale utilizzo di GNL e di vettori energetici a minori emissioni di carbonio (HVO) per l'utilizzo sulle flotte MSC dedicate sia al trasporto logistico sia crocieristico;
- accordi con Itabus, per la fornitura di gasolio HVO a 100 autobus per il trasporto civile, e con Poste Italiane, per la fornitura di biocarburanti ai veicoli di terra e ai mezzi aerei;

- una Lettera di Intenti con Volotea per la fornitura a lungo termine di SAF tra il 2025 e il 2030 nei 15 aeroporti italiani in cui opera il vettore;
- due accordi con EasyJet per l'approvvigionamento di Sustainable Aviation Fuel in Italia. Alcuni voli in partenza dall'aeroporto di Milano Malpensa saranno riforniti con carburante sostenibile per l'aviazione.

## SVILUPPI DI PORTAFOGLIO ED ACCORDI SIGNIFICATIVI NELL'AMBITO DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Nell'ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2024 sono stati realizzati e avviati diversi impianti di produzione nonchè sono stati sottoscritti una serie di importanti accordi volti a rafforzare la presenza Plenitude nel territorio nazionale e all'estero. In particolare, nel settore eolico:

- sono state avviate le operazioni presso un nuovo parco eolico onshore da 39 MW in Calabria. L'impianto, costituito da nove aerogeneratori di ultima generazione produrrà annualmente 84 GWh di energia elettrica, pari al fabbisogno annuale di oltre 30.000 famiglie;
- il progetto Green Volt, partecipato da Plenitude attraverso Vårgrønn, è stato selezionato come unico progetto eolico offshore galleggiante ad aggiudicarsi un contratto nell'ultima asta per le rinnovabili nel Regno Unito ("AR6"); il progetto rappresenterà il più grande parco eolico offshore galleggiante al mondo;
- è stato avviato un impianto eolico a Soria in Spagna con una capacità installata di circa 13 MW e una produzione stimata di 31 GWh/anno.

Nel settore fotovoltaico i principali sviluppi hanno riguardato:

- l'impianto solare Villanueva II, con una capacità installata di 50 MW. Il parco è stato sviluppato su un'area di circa 100 ettari ed è collegato alla rete di trasmissione nazionale. L'impianto, composto da oltre 76.000 moduli fotovoltaici, produrrà oltre 100 GWh/anno di energia elettrica, equivalente al fabbisogno energetico di oltre 30.000 famiglie;
- l'avvio delle operazioni presso l'impianto fotovoltaico di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW, mentre sempre in Italia è stato completato l'impianto di Montalto di Castro (agrivoltaico, 24 MW in quota Eni);
- l'avvio della costruzione in Spagna del parco fotovoltaico di Renopool, con una capacità di generazione progettuale di 330 MW, la più grande unità fotovoltaica mai realizzata dalla società. L'installazione fotovoltaica genererà 660 GWh all'anno e includerà sette impianti fotovoltaici e una sottostazione elettrica;
- un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con Ferriera Valsabbia, un'impresa siderurgica italiana, per la fornitura di energia prodotta al 100% da fonte rinnovabile. L'accordo riguarda l'intera produzione di un impianto eolico di proprietà Plenitude con una capacità di 15 MW;
- l'avvio della costruzione di un impianto fotovoltaico a Villarino de los Aires in Spagna con una capacità installata futura di 220 MW. Il parco solare sarà completato entro il 2025;
- l'avvio della produzione dell'impianto solare di Bouillac, in Dordogna, Francia, che ha una capacità installata di 5 MW. L'impianto, che si stima produrrà 6.700 MWh di elettricità all'anno, è collegato alla rete di distribuzione locale tramite una linea sotterranea di media tensione di 1,7 km. L'energia generata sarà commercializzata da Plenitude, in linea con il suo modello di business integrato;
- il completamento dell'installazione dell'impianto di Caparacena a Granada da 150 MW, composto da tre parchi fotovoltaici da circa 50 MW. Il collegamento elettrico alla rete di trasmissione nazionale è garantito da una sottostazione da 400 kV, la cui costruzione è stata appena completata, e da un'altra sottostazione e una linea da 200 kV condivise con altri operatori. Inoltre, Plenitude ha completato la costruzione di altri impianti situati nei parchi solari di Renopool, in Estremadura, e di Guillena, in Andalusia, per una capacità installata totale di circa 250 MW;
- la costruzione dell'impianto di Guajillo (200 MW), il sistema di stoccaggio a batterie più grande mai realizzato dalla Società;
- l'accordo con la Società EDP Renewables North America LLC ("EDPR NA") per l'acquisizione del 49% di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (Stati Uniti). I parchi solari Sandrini 100 (141 MW) e Sandrini 200 (266 MW) condividono con l'impianto di stoccaggio Sandrini BESS (368 MW) la stessa infrastruttura di connessione alla rete elettrica. I tre parchi hanno una capacità installata complessiva di circa 499 MW, di cui 245 MW in quota Plenitude.

## SVILUPPI DEL BUSINESS E-MOBILITY

A giugno, Plenitude ha firmato con MERKUR una partnership strategica per l'installazione e la gestione di innovative stazioni di ricarica per veicoli elettrici presso i centri commerciali MERKUR sul territorio sloveno. L'accordo prevede l'installazione, la costruzione e la gestione di 62 punti di ricarica fast e ultrafast tecnologicamente avanzati in tutto il Paese. Le prime stazioni di ricarica Plenitude saranno disponibili presso 24 centri MERKUR già alla fine del 2024 e l'intero progetto sarà completato entro l'inizio del 2026.

# ENILIVE

## BIORAFFINAZIONE

I volumi di bio-feedstock processati sono pari a 1.115 mila tonnellate in aumento del 28,8% rispetto al 2023, (+249 mila tonnellate), a seguito dei maggiori volumi lavorati beneficiando dell'entrata a regime della bioraffineria di Chalmette. L'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel è pari a zero grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che ha consentito di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.

Nel 2024 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 982 mila tonnellate, in aumento del 55% rispetto al 2023, grazie al contributo di Chalmette.

| | | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Lavorazioni Bio | (migliaia di tonnellate) | 1.115 | 866 | 543 | 249 | 28,8 |
| Produzioni vendute di biocarburanti certificati | | 982 | 635 | 428 | 347 | 54,6 |
| Tasso di utilizzo medio delle Bioraffinerie | (%) | 74 | 71 | 58 | 3 | |

## DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (22,73 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al 2023.

| (milioni di tonnellate) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Rete | 5,40 | 5,32 | 5,38 | 0,08 | 1,5 |
| Extrarete | 9,53 | 9,39 | 7,85 | 0,14 | 1,5 |
| Petrolchimica | 0,37 | 0,44 | 0,39 | (0,07) | (15,9) |
| Altre vendite | 2,27 | 2,71 | 2,53 | (0,44) | (16,2) |
| **Vendite in Italia** | **17,57** | **17,86** | **16,15** | **(0,29)** | **(1,6)** |
| Rete | 2,30 | 2,20 | 2,12 | 0,10 | 4,5 |
| Extrarete | 2,86 | 2,73 | 3,11 | 0,13 | 4,8 |
| **Vendite all'estero** | **5,16** | **4,93** | **5,23** | **0,23** | **4,7** |
| **VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO** | **22,73** | **22,79** | **21,38** | **(0,06)** | **(0,3)** |

### Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,40 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2023 (+79 mila tonnellate, +1,5%) beneficiando dei maggiori volumi di HVO e benzine commercializzati in parte compensati dalla riduzione registrata nei volumi di gasolio. L'erogato medio (1.457 mila litri) è diminuito di 22 mila litri rispetto al 2023 (1.479 mila litri). La quota di mercato media del 2024 è del 21,2% in diminuzione rispetto al 2023 (21,4%).

Al 31 dicembre 2024 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.925 stazioni di servizio (comprensivi delle stazioni di servizio gestite tramite contratti di affitto) con una riduzione di 51 unità rispetto al 31 dicembre 2023 (3.976 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-56 unità), del saldo positivo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (+7 unità), in parte compensato da minori concessioni autostradali (-2 unità).

### Vendite rete estero

Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,30 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2023 (+4,5%), a seguito dei maggiori volumi venduti principalmente in: i) Spagna, grazie anche all'acquisizione di 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia; ii) Germania e Francia, che hanno compensato la riduzione registrata in Austria e in Svizzera.

Al 31 dicembre 2024 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.329 stazioni di servizio, (+38 unità rispetto al 31 dicembre 2023) principalmente grazie alle aperture in Spagna, Germania e Francia, bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Austria e Svizzera L'erogato medio (2.179 mila litri) è aumentato di 14 mila litri rispetto al 2023 (2.166 mila litri).

### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 9,53 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2023, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti. Le vendite al settore Petrolchimica (0,37 milioni di tonnellate) registrano una riduzione del 15,9%. Le altre vendite in Italia (2,27 milioni di tonnellate) sono in calo di 0,44 milioni di tonnellate; -16,2% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere. Le vendite extrarete all'estero, pari a 2,86 milioni di tonnellate, sono aumentate del 4,8% rispetto al 2023, in particolare in Germania e Spagna, in parte bilanciate dalle minori vendite in Austria, Svizzera e Francia.

## 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 e di energia elettrica, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Plenitude rifornisce oltre 10 milioni di clienti gas e luce in Italia (8 milioni) ed in Europa (2 milioni).

### Vendite retail gas

Nel 2024, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa di 5,51 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,55 miliardi di metri cubi rispetto al 2023, pari al -9,1%. Le vendite in Italia di 3,83 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 6,8% rispetto al 2023 risentendo principalmente delle minori vendite al segmento residenziale. Le vendite sui mercati europei di 1,68 miliardi di metri cubi (-13,8%, pari a 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2023) riflettono essenzialmente i minori volumi commercializzati in Francia.

| (miliardi di metri cubi) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **ITALIA** | **3,83** | **4,11** | **4,65** | **(0,28)** | **(6,8)** |
| Retail | 2,71 | 2,91 | 3,34 | (0,20) | (6,9) |
| Business | 1,12 | 1,20 | 1,31 | (0,08) | (6,7) |
| **VENDITE INTERNAZIONALI** | **1,68** | **1,95** | **2,19** | **(0,27)** | **(13,8)** |
| **Mercati europei:** | | | | | |
| *Francia* | *1,29* | *1,54* | *1,69* | *(0,25)* | *(16,2)* |
| *Grecia* | *0,26* | *0,26* | *0,33* | | |
| *Altro* | *0,13* | *0,15* | *0,17* | *(0,02)* | *(13,3)* |
| **TOTALE VENDITE RETAIL GAS** | **5,51** | **6,06** | **6,84** | **(0,55)** | **(9,1)** |

## Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 18,28 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Penisola Iberica, registrano un aumento dell'1,7% rispetto al 2023, dovuto in particolare all'incremento del portafoglio clienti 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 internazionale.

| (terawattora) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Produzione di energia da fonti rinnovabili** | **4,67** | **3,98** | **2,55** | **0,69** | **17,3** |
| *di cui: fotovoltaico* | *2,55* | *1,74* | *1,13* | *0,81* | *46,6* |
| *eolico* | *2,12* | *2,24* | *1,42* | *(0,12)* | *(5,4)* |
| *di cui: Italia* | *1,45* | *1,53* | *0,82* | *(0,08)* | *(5,2)* |
| *Estero* | *3,22* | *2,45* | *1,73* | *0,77* | *31,4* |

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 4,67 TWh riferita per 2,55 TWh all'ambito fotovoltaico e per 2,12 TWh all'eolico, con un aumento di 0,69 TWh rispetto al 2023. 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 nonché per lo start-up di progetti organici.

Al 31 dicembre 2024, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 4,1 GW, in aumento di 1,1 GW rispetto al 31 dicembre 2023, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti principalmente negli Stati Uniti, Spagna, Regno Unito e Italia e alle acquisizioni effettuate in Spagna e in Germania, nonché all'acquisizione di due impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale di 0,2 GW (quota Eni) il cui signing è avvenuto a fine 2024.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

| (gigawatt) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Capacità installata da fonti rinnovabili** | **4,1** | **3,0** | **2,2** | **1,1** | **37,0** |
| *di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)* | *71%* | *64%* | *54%* | | |
| *eolico* | *29%* | *36%* | *46%* | | |

| (gigawatt) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Italia** | **1,0** | **1,0** | **0,8** |
| **Estero** | **3,1** | **2,0** | **1,4** |
| Stati Uniti | 1,7 | 1,3 | 0,8 |
| Spagna | 0,8 | 0,4 | 0,3 |
| Altri (Australia, Francia, Germania, Kazakhstan, Regno Unito) | 0,6 | 0,3 | 0,3 |
| **TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE[(a)])** | **4,1** | **3,0** | **2,2** |

(a) La potenza installata di storage è pari a 221 MW, 21 MW e 7 MW nel 2024, 2023 e 2022, rispettivamente.

## Mobilità elettrica

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, primo operatore in Italia per siti ad accesso pubblico ad alta potenza >100 KW, ha proseguito il piano di estensione della rete di punti di ricarica su tutto il territorio nazionale, raggiungendo al 31 dicembre 2024 oltre 21 mila punti di ricarica: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobile.

# Refining e Chimica

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[(a)] | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | **1,32** | 0,49 | 0,66 |
| *di cui: dipendenti* | | ***1,25*** | *0,55* | *1,05* |
| *contrattisti* | | ***1,39*** | *0,42* | *0,35* |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | **10.060** | 10.449 | 9.770 |
| *di cui all'estero* | | ***2.501*** | *2.747* | *2.693* |
| Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[(a)] | (milioni di tonnellate di $CO_2$eq.) | **4,7** | *5,2* | *5,5* |
| **Refining** | | | | |
| Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | **24,21** | 27,39 | 27,12 |
| Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale | (%) | **52** | 47 | 42 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale | | **78** | 77 | 79 |
| **Chimica** | | | | |
| Produzione di prodotti chimici | (migliaia di tonnellate) | **5.685** | 5.663 | 6.856 |
| Vendite di prodotti chimici | | **3.169** | 3.117 | 3.752 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici | (%) | **50** | 51 | 59 |

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

**24,21 mln ton**
lavorazioni di petrolio e semilavorati

Ottenuta la **FID** per la **conversione del sito di Livorno in bioraffineria**

**3,17 mln ton**
vendite di prodotti chimici (+2% vs. 2023)

**Lanciato piano di trasformazione della Chimica**

## PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (1,32) evidenzia un peggioramento rispetto al 2023, a causa principalmente dell'evento occorso presso il deposito di Calenzano (Firenze).
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 4,7 milioni di tonnellate di $CO_2$eq. in riduzione rispetto al 2023 a seguito del calo nel business Raffinazione (fermate per riassetto impiantistico e manutenzione).
- Lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 24,21 milioni di tonnellate in riduzione dell'11,6% rispetto al 2023, principalmente a seguito della modifica dell'assetto degli impianti presso la raffineria di Livorno.
- Vendite di prodotti chimici di 3,17 milioni di tonnellate in aumento di circa il 2%, principalmente nel segmento degli intermedi.

## PROCESSO DI DECARBONIZZAZIONE DELLA RAFFINAZIONE TRADIZIONALE

La raffinazione prosegue il processo di decarbonizzazione con la decisione finale di investimento per convertire l'impianto tradizionale di Livorno in una bioraffineria seguendo lo stesso modello di successo adottato a Gela e a Venezia. Lo start-up delle nuove linee di bioraffinazione è atteso per il 2026 e il polo sarà trasferito a Enilive. Il progetto è in attesa di autorizzazioni ufficiali e include la costruzione di un'unità di pretrattamento di materie prime biogeniche, un impianto Ecofining™ e una struttura per la produzione di idrogeno dal gas naturale.

## PIANO DI TRASFORMAZIONE DELLA CHIMICA

Eni ha presentato lo scorso ottobre il piano di trasformazione, decarbonizzazione e rilancio del business della Chimica annunciato a marzo 2024. Il piano, con investimenti di circa €2 miliardi e una riduzione in termini di emissioni di circa 1 milione di tonnellate di $CO_2$, circa il 40% delle emissioni di Versalis in Italia, prevede da una parte la ristrutturazione della chimica di base con la fermata degli impianti di cracking a Priolo e Brindisi e il forte ridimensionamento della produzione di polimeri con la fermata del polietilene di Ragusa, dall'altra la realizzazione di nuovi impianti industriali coerenti con la transizione energetica e la decarbonizzazione dei vari siti industriali, nell'ambito della chimica bio, circolare e di specialità ma anche della bioraffinazione e dell'accumulo di energia. Il piano, che sarà implementato entro il 2029, punta a investire nello sviluppo delle nuove piattaforme della chimica da fonti rinnovabili, circolare e per prodotti specializzati, i cui mercati sono in crescita e nei quali Versalis ha acquisito una posizione di leadership. Al termine del processo la trasformazione porterà un impatto positivo dal punto di vista occupazionale, contrastando le conseguenze negative che la crisi strutturale e consolidata del settore della chimica di base a livello europeo avrebbe in questo ambito.

## INIZIATIVE DI ECONOMIA CIRCOLARE E CHIMICA DA FONTI RINNOVABILI

Nell'ambito dello sviluppo di progetti di economia circolare, leva strategica fondamentale per il business della chimica Eni, Versalis ha avviato una collaborazione con Crocco (SpA SB), azienda innovativa nel settore dell'imballaggio flessibile, finalizzata alla produzione di film per imballaggio alimentare realizzato con materia prima in parte proveniente dal riciclo di plastiche post consumo, con l'obiettivo di una produzione in serie destinata al mercato della grande distribuzione.

Inoltre, insieme a Forever Plast è stato lanciato REFENCE™, un'innovativa gamma di polimeri da riciclo per imballaggi a contatto con gli alimenti. I nuovi prodotti, sviluppati grazie alla nuova tecnologia NEWER™, andranno ad arricchire il portafoglio Versalis Revive® da riciclo meccanico.

Per sviluppare un modello industriale di filiera sempre più sostenibile, Versalis ha firmato con Bridgestone e Gruppo BB&G un accordo finalizzato alla trasformazione degli pneumatici a fine uso (PFU) in nuovi pneumatici, contribuendo alla creazione di un ciclo produttivo circolare e sostenibile.

Infine, a testimonianza del continuo impegno di Versalis nella realizzazione di soluzioni innovative e sempre più sostenibili, è stato lanciato ReUp, il nuovo brand nel settore dell'arredamento e dell'home decor per la produzione e la commercializzazione di soluzioni in plastica ottenuta in tutto o in parte da fonti rinnovabili o da riciclo.

In linea con la strategia volta a rafforzare la quota di mercato nei segmenti ad alto valore aggiunto, Versalis ha perfezionato l'acquisizione del 100% di Tecnofilm S.p.A., azienda specializzata nel settore compounding.

A gennaio 2025, Versalis ha sottoscritto una partnership strategica con Lummus Technology, azienda specializzata nell'ambito di processi tecnologici e soluzioni innovative per l'energia, per il licensing di tecnologie nella catena del fenolo. Con questa nuova partnership, Lummus e Versalis mirano a sviluppare soluzioni tecnologiche più sostenibili e massimizzare l'efficienza, contribuendo a soddisfare le esigenze in evoluzione di produttività, efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità dei clienti.

# REFINING

## APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2024 sono state acquistate, per le raffinerie approvvigionate direttamente da Eni, 16,22 milioni di tonnellate di petrolio (19,08 milioni di tonnellate nel 2023) di cui 5,06 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 9,77 milioni di tonnellate sul mercato spot e 1,39 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 31% dall'Asia Centrale, 21% dall'Africa Settentrionale, 9% dal Medio Oriente, 9% dall'Italia, 6% dal Mare del Nord, 5% dall'Africa Occidentale, e 19% da altre aree.

### ACQUISTI

| (milioni di tonnellate) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Greggi equity | 5,06 | 4,57 | 5,02 | 0,5 | 10,7 |
| Altri greggi | 11,16 | 14,51 | 14,13 | (3,4) | (23,1) |
| **Totale acquisti di greggi** | **16,22** | **19,08** | **19,15** | **(2,9)** | **(15,0)** |
| Acquisti di semilavorati | 0,03 | 0,21 | 0,07 | (0,2) | (85,7) |
| Acquisti di prodotti | 9,48 | 6,23 | 7,13 | 3,3 | 52,2 |
| **TOTALE ACQUISTI** | **25,73** | **25,52** | **26,35** | **0,2** | **0,8** |
| Consumi per produzione di energia elettrica | (0,25) | (0,32) | (0,31) | 0,1 | 21,9 |
| Altre variazioni[a] | (0,32) | (1,47) | (1,46) | 1,2 | 78,2 |
| **TOTALE DISPONIBILITÀ** | **25,16** | **23,73** | **24,58** | **1,4** | **6,0** |

(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 2024 ammontano a 24,21 milioni di tonnellate, registrano una riduzione dell'11,6% rispetto al 2023 a seguito delle minori lavorazioni in particolare presso le raffinerie di Livorno per nuovo assetto produttivo e Sannazzaro a causa delle maggiori fermate rispetto al periodo di confronto.

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 78%.

Il 31% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in riduzione rispetto al 2023 (24,4%).

### LAVORAZIONI DI PRODOTTI PETROLIFERI

| (milioni di tonnellate) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Italia** | **13,76** | **16,88** | **16,12** | **(3,12)** | **(18,5)** |
| *di cui: Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà* | *10,58* | *13,31* | *13,25* | *(2,73)* | *(20,5)* |
| *Lavorazioni in conto terzi* | *(1,50)* | *(1,32)* | *(1,70)* | *(0,18)* | *(13,6)* |
| *Lavorazioni sulle raffinerie di terzi* | *4,68* | *4,89* | *4,57* | *(0,21)* | *(4,3)* |
| **Estero[a]** | **10,45** | **10,51** | **11,00** | **(0,06)** | **(0,6)** |
| **LAVORAZIONI TOTALI IN CONTO PROPRIO** | **24,21** | **27,39** | **27,12** | **(3,18)** | **(11,6)** |

(a) I risultati delle attività di raffinazione in Germania sono riportati nel business Enilive.

# CHIMICA

| (migliaia di tonnellate) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Intermedi | 3.851 | 3.877 | 4.897 | (26) | (0,7) |
| Polimeri | 1.559 | 1.658 | 1.873 | (99) | (6,0) |
| Biochem | 206 | 57 | 5 | 149 | .. |
| Moulding & Compounding | 69 | 71 | 81 | (2) | (2,8) |
| **Totale produzioni** | **5.685** | **5.663** | **6.856** | **22** | **0,4** |
| Consumi e perdite | (3.106) | (3.247) | (3.923) | 141 | 4,3 |
| Acquisti e variazioni rimanenze | 590 | 701 | 819 | (111) | (15,8) |
| **Totale disponibilità** | **3.169** | **3.117** | **3.752** | **52** | **1,7** |
| Intermedi | 1.720 | 1.651 | 2.158 | 69 | 4,2 |
| Polimeri | 1.255 | 1.350 | 1.494 | (95) | (7,0) |
| Oilfield chemicals | 14 | 21 | 21 | (7) | (33,3) |
| Biochem | 116 | 28 | 3 | 88 | .. |
| Moulding & Compounding | 64 | 67 | 76 | (3) | (4,5) |
| **Totale vendite** | **3.169** | **3.117** | **3.752** | **52** | **1,7** |

Le **vendite** di 3.169 mila tonnellate sono in lieve aumento rispetto al 2023 (+52 mila tonnellate, pari al +1,7%). In particolare, le principali variazioni sono state registrate negli Intermedi (olefine, aromatici e derivati del fenolo) +4,2% e nei polimeri (polietilene, stirenici ed elastomeri) -7%. Nel business compounding le vendite sono state pari a 64 mila tonnellate, in diminuzione del 4,5% rispetto al 2023. Vendite in calo anche nel business oilfield, pari a 14 mila tonnellate (-33,3%). Nuovi volumi di vendita derivano dalle società del gruppo Novamont e Matrica (consolidate da ottobre 2023), per 88 mila tonnellate.

I **prezzi medi unitari** nel business intermedi sono diminuiti complessivamente dell'1,9% rispetto al 2023, principalmente nel business olefine (calo del 3%) e dei derivati (calo dello 0,7%). Si registra un decremento dell'1,1% rispetto al 2023 anche nel business polimeri.

Le **produzioni** di 5.685 mila tonnellate (+22 mila tonnellate rispetto al 2023) risentono delle minori produzioni di intermedi (-26 mila tonnellate), in particolare aromatici e derivati. I decrementi produttivi del 2024 sugli impianti sono stati registrati presso i siti di Priolo (-195 mila tonnellate) e Mantova (-85 mila tonnellate), in miglioramento invece Dunkerque (+285 mila tonnellate).
Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 50,4%, in riduzione rispetto al valore registrato nel 2023 (51,4%).

## ANDAMENTO PER BUSINESS

### Intermedi

Nel 2024 i ricavi degli intermedi (€1.530 milioni) sono aumentati del 2,2% (+33 milioni rispetto al 2023). Si registra un aumento nei volumi di vendita (69 mila tonnellate) del 4,2% rispetto al 2023. In particolare, migliorano le vendite di olefine (+14,6%), mentre peggiorano gli aromatici (-17,2%) e i derivati (-5,6%). I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente dell'1,9%, in particolare nelle olefine (-3,0%) e nei derivati (-0,7%).
Le produzioni di intermedi (3.851 mila tonnellate) sono diminuite dello 0,7% rispetto al 2023 principalmente negli aromatici (-17,8%) e nei derivati (-9,4%).

## Polimeri

I ricavi dei polimeri (€1.976 milioni) sono diminuiti dell'8,2% rispetto al 2023 (-€176 milioni); l'effetto negativo è dovuto ad una riduzione dei volumi di vendita (-95 mila tonnellate) e dei prezzi medi di vendita dell'1,1%.
Il decremento dei volumi venduti del business polietilene (-3,5%) è avvenuto per effetto della riduzione di volumi venduti LLDPE (-13,4%) e di HDPE (-17,4%), mentre risultano in controtendenza i volumi di EVA (+23,4%).
Per quanto riguarda gli elastomeri si è registrato un decremento delle vendite di lattici (-24,7%), EPR/EPDM (-11,4%) e BR (-1,9%), mentre sono risultate in aumento le vendite di gomme NBR (+2,6%) e SBR (+10,1%). I prezzi medi di vendita sono aumentati dell'1,3%. Il decremento dei volumi venduti degli stirenici, dovuto alla riduzione della domanda generalizzata, ha riguardato in particolare i prodotti GPPS (-5,1%) e HIPS (-23,5%).

Le produzioni di polimeri (1.559 mila tonnellate) sono diminuite del 6% rispetto al 2023, per le minori produzioni di stirenici (-10,3%), elastomeri (-9,2%) e polietilene (-0,8%).

## Oilfield chemicals, Biochem e Moulding & Compounding

I ricavi del business Oilfield nel 2024 sono diminuiti del 19,2% (€19 milioni) rispetto al 2023, a causa della riduzione dei volumi di vendita pari al 33,3%. I ricavi del business Biochem nel 2024, pari a €316 milioni, sono significativamente aumentati rispetto al 2023 (€233 milioni) grazie all'inclusione del gruppo Novamont nell'area di consolidamento a partire dal 1° ottobre 2023. I ricavi del business Moulding & Compounding sono diminuiti dell'8% (€22 milioni) rispetto al 2023, per effetto del decremento dei volumi di vendita pari al 4,5%.

# Attività ambientali

**~1,9 mln ton**
totale rifiuti gestiti

**Eni Rewind global contractor Eni**
presente in oltre
**100 siti** di interesse regionale e nazionale

**9,3 mln mc**
acque riutilizzate per uso industriale e ambientale

**Oltre 36 mln mc**
quantità di acque trattate

**~77% rifiuti recuperati**
sul totale rifiuti recuperabili

L'attività ambientale 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 e 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 17 siti di interesse nazionale e oltre 100 siti di interesse regionale, consolidando il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

Tra i principali progetti di bonifica presso i siti di proprietà, si segnalano in particolare gli interventi presso: Assemini, Avenza, Brindisi, Crotone, Gela, Porto Marghera, Porto Torres e Priolo.

Di particolare importanza, nel 2024, nell'ambito delle attività di bonifica suoli del sito di Porto Torres, in area "Minciaredda", Eni Rewind ha proseguito le attività di bonifica dei suoli avvalendosi della piattaforma ambientale che nel corso del 2024 ha incrementato i quantitativi trattati (245 mgl ton rispetto ai 179 mgl ton dello scorso anno).

Dopo l'acquisizione del 100% delle quote della partecipata Progetto Nuraghe Srl, responsabile della gestione operativa della piattaforma, a giugno la società è stata fusa per incorporazione in Eni Rewind.

Nel sito di Brindisi, è stata ottenuta la certificazione di collaudo delle aree di Micorosa a seguito del completamento degli interventi di confinamento fisico sinergici a quelli realizzati dal Comune. Inoltre, sono in fase conclusiva le attività di rimozione del cumulo antropico nell'area denominata "Oasi Protetta" e siamo in attesa di ricevere il certificato di avvenuta bonifica per le aree esterne.

Nel sito di Pieve Vergonte, nell'ambito delle attività di deviazione del torrente Marmazza, a valle del completamento degli iter locali per l'ottenimento delle autorizzazioni di secondo livello, a settembre 2024 è stata approvata la Variante del Progetto Operativo di Bonifica (POB) - Fase 1 da parte del MASE.

Per il sito di Crotone, ad agosto 2024, il MASE ha emesso il Decreto di approvazione dello stralcio al POB Fase II, che autorizza la bonifica delle aree ex Pertusola (discarica e aree interne) ed ex Agricoltura tramite scavo e smaltimento dei terreni contaminati richiedendo alla Regione – tra l'altro – di modificare il PAUR del 2019 con la rimozione del vincolo che vieta l'utilizzo di discariche regionali. Gli Enti locali hanno richiesto l'annullamento del Decreto del MASE al TAR che ha fissato l'udienza di merito per il 19 febbraio 2025. Nelle more dell'eventuale modifica del PAUR, il MASE ha autorizzato l'utilizzo del deposito D15 come temporaneo (non soggetto al vincolo PAUR) per consentire l'avvio degli scavi, ma il 14 e 15 gennaio la Regione, seguita dal Comune e dalla Provincia con analoghi atti, hanno presentato esposti diffidando sia Eni Rewind che Sovreco a finalizzare il contratto per il conferimento dei rifiuti pericolosi nella discarica di Crotone, impedendo l'avvio degli scavi che era stato pianificato per il 20 gennaio.

## WATER & WASTE MANAGEMENT

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque finalizzato all'attività di bonifica nei siti Eni e di sua proprietà, 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 2024 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 driver del progetto consistono nell'adozione di modelli operativi ottimizzati per la gestione degli impianti, già operativi in alcuni siti, facendo leva sul potenziamento della Control Room di San Donato Milanese e la digitalizzazione dei siti ad essa collegati. Ulteriore ambito di digitalizzazione è quello del processo manutentivo, che ha visto l'adozione di appositi software di gestione della manutenzione.

Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 36,5 milioni di metri cubi di acqua trat-

tata nel 2024, in leggero aumento rispetto all'anno precedente. A dicembre 2024 sono stati riutilizzati 9,3 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, in leggero aumento rispetto al 2023 per effetto dei maggiori volumi emunti per maggiore piovosità e di maggior ritiro di acque per usi industriali.

Eni Rewind si conferma centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti sia dalle proprie attività di risanamento e bonifica che dai siti di produzione Eni per cui effettua un servizio specialistico di "waste management service".

Eni Rewind ha gestito complessivamente nel 2024 circa 1,9 milioni di tonnellate di rifiuti, in aumento rispetto al 2023, avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. La differenza è ascrivibile all'aumento di rifiuti liquidi, gestiti a smaltimento presso impianti esterni, prodotti dal business raffinazione Eni per le attività di messa in sicurezza d'emergenza (MISE) del sito di Sannazzaro e dei terreni prodotti a Livorno, per le attività preparatorie alla costruzione della Bioraffineria.

L'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) è stato pari al 76,3% in lieve aumento rispetto al 2023 (75%), per effetto delle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione, che ha permesso di massimizzare l'avvio a recupero dei rifiuti. I rifiuti pericolosi ammontano al 27% del totale. Rispetto al complessivo dei volumi gestiti da Eni Rewind nel 2024, la parte relativa ai clienti Eni attualmente costituisce circa l'80% del totale.

## CERTIFICAZIONI

Eni Rewind persegue standard qualitativi elevati come dimostrato dal mantenimento di un Sistema di Gestione Integrato HSEQ certificato per i requisiti della ISO 14001:2015 (Sistema di Gestione Ambientale), ISO 45001:2018 (Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza dei lavoratori) e ISO 9001:2015 (Sistema di Gestione per la Qualità). La certificazione è estesa anche ai servizi erogati da Eni Rewind nei siti di Eni e società di Eni.

Nel corso del 2024, la società, con l'obiettivo di cogliere ulteriori opportunità d'espansione di mercato in ambito pubblico e/o privato pubblicistico ha acquisito la certificazione per l'esecuzione dei lavori ricadenti nella Categoria SOA OS-23 in Classifica VIII - illimitata, relativa alla demolizione di opere, che incrementa le categorie già ottenute con la medesima classifica per l'OG-12, relativa a opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale, per l'OS-14, relativa a impianti di smaltimento e recupero rifiuti e per l'OS-22, relativa a impianti di potabilizzazione e depurazione.

## INIZIATIVE NON-CAPTIVE

Nel corso del 2024 è proseguita l'attività di consolidamento ed ampliamento del portafoglio di ordini da committenti non captive con particolare riferimento agli accordi esecutivi sottoscritti con un operatore italiano.
Relativamente al contratto con Kuwait Raffinazione e Chimica SpA siglato nel 2023, Eni Rewind, in Raggruppamento Temporaneo di Imprese (RTI) con le società Greenthesis e SIRAI, si è aggiudicata i lavori per la bonifica dell'area dell'ex stabilimento di Napoli (Aree Ex-raffineria, Ex Chimica e Via Del Pezzo). Nel 2024, oltre alla conclusione della progettazione esecutiva, sono state concluse le attività di campo propedeutiche all'esecuzione degli interventi, e sono proseguite le attività di debombing e rimozione amianto e sono state avviate le attività di scavo, trattamento dei terreni con trattamento Land Farming, per la realizzazione delle platee per il deposito dei materiali e la realizzazione dell'impianto di desorbimento termico.

Tra maggio e giugno sono stati sottoscritti i contratti tra Invitalia e l'RTI, dove Eni Rewind è mandante, per svolgere le attività di progettazione, analisi ambientale e fornitura, installazione e gestione dell'impianto di desorbimento termico utilizzato per la bonifica dei terreni previsto dai Lotti I e II di Bagnoli.

Ad agosto è stata pubblicata la graduatoria che vede primo classificato l'RTI, in cui Eni Rewind partecipa in qualità di mandante per attività di analisi ambientale, posa di diaframma fisico e realizzazione capping, nell'ambito della gara bandita da Sogesid relativa alla Messa in Sicurezza Preventiva e riqualificazione dell'area ex Yard Belleli ubicata all'interno del porto di Taranto. Nel mese di ottobre è stato inoltre sottoscritto l'atto di costituzione dell'RTI.

Ad ottobre si è conclusa la fase tecnica del dialogo competitivo con Acque Novara VCO per la realizzazione e gestione a Trecate (NO) di un impianto di termovalorizzazione dei fanghi provenienti dalla depurazione delle acque reflue dei gestori dell'ATO 1 e dell'ATO 2 della regione Piemonte. La Società è tuttora in attesa dei ri-

scontri da parte della Stazione Appaltante e dell'avvio della nuova fase di negoziazione. Eni Rewind opererà, in qualità di mandante di un RTI, come co-gestore in fase operativa.
Nel mese di novembre è stato sottoscritto tra Eni Rewind e Roma Capitale un contratto per attività ambientali su un'ex area industriale (Stabilimento Mira Lanza) situata in prossimità del fiume Tevere. Il progetto prevede l'integrazione al piano di caratterizzazione, l'esecuzione delle attività di indagine e analisi chimica ambientale, l'aggiornamento dell'analisi di Rischio e la redazione del Progetto Operativo di Bonifica.

# Commento ai risultati economico-finanziari

## Criteri di redazione

Dal 1° ottobre 2024, il management ha definito una nuova organizzazione del Gruppo costituita da tre raggruppamenti di business:

- Chief Transition & Financial Officer con la responsabilità di valorizzare i business legati alla transizione;
- Global Natural Resources con la responsabilità di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil & gas facendo leva sul portafoglio di asset e l'eccellenza operativa;
- Industrial Transformation con la responsabilità di completare la ristrutturazione e la trasformazione della chimica e dei business downstream.

Sulla base delle attribuzioni delle responsabilità di profitto, la segment information di Gruppo è stata così ridefinita:

- Exploration & Production, che integra i risultati delle attività di commercializzazione di petrolio e prodotti petroliferi, al fine di sviluppare sinergie e catturare i margini lungo tutta la catena del valore;
- Global Gas & LNG Portfolio aggregato con il Power, in considerazione del fatto che le attività di generazione di energia elettrica sono accessorie alle attività di fornitura e trading di gas;
- Enilive e Plenitude, entrambe impegnate nella transizione energetica, condividendo una strategia comune di crescita e creazione di valore, che fa leva sulle opportunità di cross-selling nel settore retail;
- Refining e Chimica, focalizzato sulla ristrutturazione e la trasformazione industriale del settore della chimica e del downstream oil;
- Corporate e altre attività, impegnate nelle attività di supporto alle imprese, servizi ambientali e nelle attività in fase di sviluppo della CCS e dell'agribusiness.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted per i periodi comparativi 2023 e 2022 riesposti:

| | 2022 | | 2023 | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Pubblicato | Riesposto | Pubblicato | Riesposto |
| **Utile (perdita) operativo adjusted** | **20.386** | **20.386** | **13.805** | **13.805** |
| *di cui:* | | | | |
| E&P | 16.469 | 16.631 | 9.934 | 10.124 |
| GGP | 2.063 | | 3.247 | |
| Enilive, Refining e Chimica | 1.929 | | 555 | |
| *- Enilive* | *672* | | *728* | |
| *- Refining* | *1.511* | | *441* | |
| *- Chimica* | *(254)* | | *(614)* | |
| Plenitude & Power | 615 | | 681 | |
| *- Plenitude* | *345* | | *515* | |
| *- Power* | *270* | | *166* | |
| GGP & Power | | 2.333 | | 3.413 |
| *- GGP* | | *2.063* | | *3.247* |
| *- Power* | | *270* | | *166* |
| Enilive e Plenitude | | 1.473 | | 1.257 |
| *- Enilive* | | *1.128* | | *742* |
| *- Plenitude* | | *345* | | *515* |
| Refining e Chimica | | 645 | | (362) |
| *- Refining* | | *899* | | *252* |
| *- Chimica* | | *(254)* | | *(614)* |
| Corporate ed altre attività | (680) | (686) | (651) | (666) |
| Effetto eliminazione utili interni | (10) | (10) | 39 | 39 |

# CONTO ECONOMICO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | 88.797 | 93.717 | 132.512 | (4.920) | (5,2) |
| Altri ricavi e proventi | 2.417 | 1.099 | 1.175 | 1.318 | .. |
| Costi operativi | (74.544) | (77.221) | (105.497) | 2.677 | 3,5 |
| Altri proventi e oneri operativi | (352) | 478 | (1.736) | (830) | .. |
| Ammortamenti | (7.600) | (7.479) | (7.205) | (121) | (1,6) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing | (2.900) | (1.802) | (1.140) | (1.098) | (60,9) |
| Radiazioni | (580) | (535) | (599) | (45) | (8,4) |
| **Utile (perdita) operativo** | **5.238** | **8.257** | **17.510** | **(3.019)** | **(36,6)** |
| Proventi (oneri) finanziari | (599) | (473) | (925) | (126) | (26,6) |
| Proventi (oneri) netti su partecipazioni | 1.850 | 2.444 | 5.464 | (594) | (24,3) |
| **Utile (perdita) prima delle imposte** | **6.489** | **10.228** | **22.049** | **(3.739)** | **(36,6)** |
| Imposte sul reddito | (3.725) | (5.368) | (8.088) | 1.643 | 30,6 |
| *Tax rate (%)* | *57,4* | *52,5* | *36,7* | | |
| **Utile (perdita) netto** | **2.764** | **4.860** | **13.961** | **(2.096)** | **(43,1)** |
| *di competenza:* | | | | | |
| **- azionisti Eni** | **2.624** | **4.771** | **13.887** | **(2.147)** | **(45,0)** |
| - interessenze di terzi | 140 | 89 | 74 | 51 | 57,3 |

## Performance dell'anno

I risultati del 2024 sono stati conseguiti in un contesto caratterizzato da volatilità e debolezza delle quotazioni delle principali commodities: il Brent si è attestato in media a 81 $/barile (83 $/barile nel 2023) in un contesto di sostanziale equilibrio tra domanda e offerta. La domanda mondiale di petrolio è aumentata in maniera moderata, stabilendo comunque un nuovo record storico, grazie alla tenuta dell'economia americana e alla crescita di alcuni Paesi in via di sviluppo, quali l'India, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dal rallentamento dell'economia europea e da una crescita più moderata dell'economia cinese.

Il mercato globale del gas ha risentito della fase di rallentamento economico e dell'oversupply; la stagione invernale 2024-2025 ha evidenziato segnali di tensione sull'offerta. Nel 2024 le quotazioni del gas naturale presso gli hub europei hanno registrato un valore medio di circa 35 €/MWh (-15% vs. 2023).

Il margine di raffinazione (SERM) si è progressivamente indebolito attestandosi al valore medio di circa 5,1 $/barile, circa il 40% in meno rispetto al 2023, a causa dell'ingresso di nuova capacità in Medio Oriente, Africa e Asia con l'avvio di impianti di dimensioni mega, molto più competitivi delle raffinerie europee, e della debole domanda di gasolio/diesel per effetto della recessione manifatturiera in Europa e della crisi del settore costruzioni in Cina, nonché della stagnante "driving season" che hanno pesato sui crack spread dei prodotti.

Il business della Chimica ha risentito di un contesto contraddistinto da eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori che beneficiano di economie di scala e altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e Stati Uniti), accentuarsi dei fattori di strutturale debolezza della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali, nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche di sostenibilità. Il downturn del settore chimico europeo iniziato nel 2023 è proseguito per l'intero 2024, aggravato dalla stagnazione economica dell'Eurozona e dalla caduta della produzione industriale.

| | 2024 | 2023 | 2022 | Var. % |
|---|---|---|---|---|
| Prezzo medio del greggio Brent dated[a] | 80,76 | 82,62 | 101,19 | (2,2) |
| Cambio medio EUR/USD[b] | 1,082 | 1,081 | 1,053 | 0,1 |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | 74,64 | 76,43 | 96,09 | (2,3) |
| Standard Eni Refining Margin (SERM)[c] | 5,1 | 8,1 | 8,1 | (36,9) |
| PSV[d] | 36 | 42 | 122 | (14,0) |
| TTF[d] | 34 | 41 | 121 | (15,5) |

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo.
(d) In €/MWh.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** per l'esercizio 2024 è stato di €2.624 milioni, in riduzione di circa €2 miliardi rispetto all'esercizio 2023 che riflette la contrazione del 37% dell'utile operativo, principalmente per il minore contributo del segmento E&P, impattato dalla flessione delle quotazioni del marker Brent e del gas naturale in tutte le aree geografiche, per la flessione nel settore GGP e Power che nel 2023 beneficiava delle condizioni di mercato particolarmente favorevoli e dei proventi una tantum da rinegoziazioni contrattuali e dell'esito favorevole di una procedura arbitrale; nonché l'ulteriore fase di declino nei business downstream per effetto della debole domanda e pressione competitiva in un contesto di eccesso di offerta. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla performance nel settore Enilive e Plenitude nonostante il contesto di mercato sfidante.
Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 6.715 | 8.693 | 16.158 | (1.978) | (22,8) |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | (909) | 2.626 | 4.231 | (3.535) | .. |
| Enilive e Plenitude | 1.589 | (74) | (450) | 1.663 | .. |
| Refining e Chimica | (1.681) | (2.121) | (606) | 440 | 20,7 |
| Corporate e altre attività | (371) | (948) | (1.961) | 577 | 60,9 |
| Effetto eliminazione utili interni | (105) | 81 | 138 | (186) | .. |
| **Utile (perdita) operativo** | **5.238** | **8.257** | **17.510** | **(3.019)** | **(36,6)** |

## Risultati adjusted e composizione degli special item

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale.
Il principale indicatore di redditività gestionale, l'utile operativo rettificato su base proforma (cioè includendo il contributo in quota Eni delle principali joint venture/collegate), ha registrato un valore di €14,3 miliardi con una flessione di circa il 20% rispetto al 2023 (-€3,5 miliardi) imputabile per circa €5 miliardi al negativo andamento delle variabili esogene, quali prezzi e margini delle commodity energetiche, in particolare i prezzi del gas, i margini di raffinazione, i margini di prodotti chimici, i biocarburanti e in leggera misura il petrolio Brent, nonché agli effetti una tantum di GGP nel 2023. L'andamento dei prezzi riflette il generale rallentamento della crescita economica nel 2024 caratterizzato dalla debolezza del comparto manifatturiero europeo, dalla cauta ripresa dell'economia cinese e dalla pressione competitiva. Tali negativi sviluppi sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei volumi di energia prodotta sia nei business della transizione (energia rinnovabile, biocarburanti, servizi avanzati) sia nei business tradizionali (produzioni di petrolio e gas) per soddisfare la richiesta di mercato, nonché dai risparmi sui costi (con un beneficio complessivo di €1,5 miliardi).

| (€ miliardi) | 2024 | 2023 | Var. ass. | di cui | Prezzi/ Scenario | Volumi mix. | Costi e altri effetti |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Utile operativo proforma adjusted | 14,3 | 17,8 | (3,5) | | (5,0) | 1,0 | 0,5 |

Di seguito il break-down dell'utile operativo proforma adjusted per settore.

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) operativo** | **5.238** | **8.257** | **17.510** | **(3.019)** | **(36,6)** |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | 434 | 562 | (564) | | |
| Esclusione special item | 4.676 | 4.986 | 3.440 | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted** | **10.348** | **13.805** | **20.386** | **(3.457)** | **(25,0)** |
| Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti | 3.974 | 4.004 | 4.947 | | |
| **Utile operativo proforma adjusted** | **14.322** | **17.809** | **25.333** | **(3.487)** | **(19,6)** |
| Dettaglio per settore di attività: | | | | | |
| Exploration & Production | 13.022 | 13.538 | 21.062 | (516) | (3,8) |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 1.274 | 3.599 | 2.333 | (2.325) | (64,6) |
| Enilive e Plenitude | 1.143 | 1.253 | 1.473 | (110) | (8,8) |
| Refining e Chimica | (713) | 46 | 1.161 | (759) | .. |
| Corporate e altre attività | (526) | (666) | (686) | 140 | 21,0 |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato | 122 | 39 | (10) | 83 | |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **11.125** | **15.108** | **21.964** | **(3.983)** | **(26,4)** |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **5.333** | **8.400** | **13.356** | **(3.067)** | **(36,5)** |
| **Utile (perdita) netto** | **2.764** | **4.860** | **13.961** | **(2.096)** | **(43,1)** |
| **Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni** | **2.624** | **4.771** | **13.887** | **(2.147)** | **(45,0)** |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | 308 | 402 | (401) | | |
| Esclusione special item | 2.325 | 3.149 | (185) | | |
| **Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni** | **5.257** | **8.322** | **13.301** | **(3.065)** | **(36,8)** |

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

Nell'esercizio 2024 il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €5.257 milioni, in riduzione di €3.065 milioni rispetto all'anno 2023, che riflette il trend dell'utile operativo adjusted, il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity, nonché l'incremento del tax rate adjusted per effetto della maggiore incidenza sul risultato ante imposte consolidato dei Paesi esteri in cui opera l'upstream caratterizzati da tax rate significativi, mentre è diminuito il contributo all'utile ante imposte di Gruppo degli altri settori operanti in giurisdizioni OCSE con tax rate più contenuti.

## Dettaglio degli special item

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €2.325 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- 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 (onere netto di €1.056 milioni);
- svalutazioni di asset industriali dell'upstream (circa €1.900 milioni) relativi principalmente a write-down di proprietà in Alaska cedute, il cui valore è stato allineato al fair value, e in Congo a seguito della revisione del profilo delle riserve e successivamente allineamento al fair value, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core";
- write-off di progetti esplorativi in considerazione dell'accresciuto rischio geopolitico;
- altre svalutazioni hanno riguardato asset in Turkmenistan e Italia per revisione riserve (circa €300 milioni);
- write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi principalmente nel business Refining (€292 milioni) e Chimica (€163 milioni);
- oneri ambientali di €31 milioni riferiti principalmente all'accantonamento di costi per l'avanzamento delle attività di bonifica e decomissioning di alcuni siti industriali e strutture ausiliarie al netto dell'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani e presso i quali successivamente sono state condotte attività di bonifica e stanziati dei fondi interamente da parte Eni;
- 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 svaso 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 €159 milioni);
- oneri per incentivazione all'esodo del personale dipendente (€73 milioni);
- il provento relativo alla cessione di alcuni asset upstream e all'operazione di business combination con Ithaca Energy (per complessivi circa €490 milioni) nonché alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem (€166 milioni).

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Special item dell'utile (perdita) operativo** | **4.676** | **4.986** | **3.440** |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *2.900* | *1.802* | *1.140* |
| *- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti* | *140* | | *2* |
| *- oneri ambientali* | *31* | *648* | *2.056* |
| *- plusvalenze nette su cessione di asset* | *(38)* | *(11)* | *(41)* |
| *- accantonamenti a fondo rischi* | *44* | *39* | *87* |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *73* | *158* | *202* |
| *- derivati su commodity* | *1.056* | *1.255* | *(389)* |
| *- differenze e derivati su cambi* | *258* | *(16)* | *149* |
| *- altro* | *212* | *1.111* | *234* |
| **Oneri (proventi) finanziari** | **(155)** | **30** | **(127)** |
| *di cui:* | | | |
| *- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo* | *(258)* | *16* | *(149)* |
| **Oneri (proventi) su partecipazioni** | **(319)** | **(698)** | **(2.834)** |
| *di cui:* | | | |
| *- Operazione SeaCorridor* | | *(834)* | |
| *- plusvalenza vendita quota 10% in Saipem* | *(166)* | | |
| *- plusvalenza netta cessione asset upstream* | *(373)* | | |
| *- plusvalenza cessione Vår Energi* | | | *(448)* |
| *- plusvalenza netta cessione asset angolani* | | | *(2.542)* |
| **Imposte sul reddito** | **(1.941)** | **(1.180)** | **(683)** |
| **Totale special item dell'utile (perdita) netto** | **2.261** | **3.138** | **(204)** |
| *di competenza:* | | | |
| - interessenze di terzi | (64) | (11) | (19) |
| **- azionisti Eni** | **2.325** | **3.149** | **(185)** |

# ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

## RICAVI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 54.440 | 55.773 | 61.834 | (1.333) | (2,4) |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 18.876 | 24.168 | 58.119 | (5.292) | (21,9) |
| *- Global Gas & LNG Portfolio* | *15.302* | *20.139* | *48.586* | *(4.837)* | *(24,0)* |
| *- Power* | *3.574* | *4.029* | *9.533* | *(455)* | *11,3* |
| *- Elisioni* | *0* | *0* | *0* | | |
| Enilive e Plenitude | 31.301 | 32.877 | 39.942 | (1.576) | (4,8) |
| *- Enilive* | *21.139* | *21.780* | *26.479* | *(641)* | *(2,9)* |
| *- Plenitude* | *10.179* | *11.102* | *13.497* | *(923)* | *(8,3)* |
| *- Elisioni* | *(17)* | *(5)* | *(34)* | | |
| Refining e Chimica | 21.210 | 23.061 | 26.633 | (1.851) | (8,0) |
| *- Refining* | *17.135* | *18.989* | *20.616* | *(1.854)* | *(9,8)* |
| *- Chimica* | *4.266* | *4.236* | *6.215* | *30* | *0,7* |
| *- Elisioni* | *(191)* | *(164)* | *(198)* | | |
| Corporate e altre attività | 1.905 | 1.830 | 1.785 | 75 | 4,1 |
| Elisioni di consolidamento | (38.935) | (43.992) | (55.801) | 5.057 | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **88.797** | **93.717** | **132.512** | **(4.920)** | **(5,2)** |
| **Altri ricavi e proventi** | **2.417** | **1.099** | **1.175** | **1.318** | .. |
| **Totale ricavi** | **91.214** | **94.816** | **133.687** | **(3.602)** | **(3,8)** |

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2024 (€88.797 milioni) sono diminuiti di €4.920 milioni rispetto al 2023 (-5%) per effetto della flessione dei prezzi delle commodity energetiche, parzialmente assorbita dai maggiori volumi. Tale trend riflette gli effetti indotti dalla flessione del prezzo del petrolio (il Brent in riduzione da 83 $/barile nel 2023 a 81 $/barile nel 2024, -2%) e dei prezzi spot del gas in Italia e in Europa in calo di circa il 15%; nonché nel business refining della flessione del prezzo dei prodotti petroliferi impattati negativamente dalla debole domanda, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva esercitata da produzioni estere e dall'effetto delle minori quantità lavorate/disponibilità di prodotto.

Gli **altri ricavi e proventi** di €2.417 milioni sono in aumento rispetto al 2023 e includono: (i) €1.048 milioni relativi all'accordo con un operatore italiano sulla ripartizione degli oneri ambientali, che riconosce a Eni un rimborso di costi pregressi e dei costi futuri già stanziati nei fondi ambientali e (ii) €194 milioni 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.

## COSTI OPERATIVI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 71.114 | 73.836 | 102.529 | 2.722 | (3,7) |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti | 168 | 249 | (47) | (81) | (32,5) |
| Costo lavoro | 3.262 | 3.136 | 3.015 | 126 | 4,0 |
| | **74.544** | **77.221** | **105.497** | **(2.677)** | **(3,5)** |

I costi operativi sostenuti nel 2024 (€74.544 milioni) sono diminuiti di €2.677 milioni rispetto al 2023, pari al 3,5%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€71.114 milioni) sono diminuiti del 3,7% principalmente per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€3.262 milioni) è in aumento rispetto al 2023 (€126 milioni, pari al 4%) principalmente per incremento dell'occupazione media, anche a seguito dell'acquisizione di nuove società.

## AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 6.353 | 6.271 | 6.130 | 82 | 1,3 |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 267 | 295 | 268 | (28) | (9,5) |
| *- Global Gas & LNG Portfolio* | *192* | *233* | *217* | *(41)* | *(17,6)* |
| *- Power* | *75* | *62* | *51* | *13* | *21,0* |
| Enilive e Plenitude | 708 | 665 | 552 | 43 | 6,5 |
| *- Enilive* | *284* | *261* | *245* | *23* | *8,8* |
| *- Plenitude* | *424* | *404* | *307* | *20* | *5,0* |
| Refining e Chimica | 161 | 142 | 150 | 19 | 13,4 |
| *- Refining* | *33* | *36* | *33* | *(3)* | *(8,3)* |
| *- Chimica* | *128* | *106* | *117* | *22* | *20,8* |
| Corporate e altre attività | 144 | 140 | 138 | 4 | 2,9 |
| Effetto eliminazione utili interni | (33) | (34) | (33) | 1 | |
| **Totale ammortamenti** | **7.600** | **7.479** | **7.205** | **121** | **1,6** |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing | 2.900 | 1.802 | 1.140 | 1.098 | 60,9 |
| **Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette** | **10.500** | **9.281** | **8.345** | **1.219** | **13,1** |
| Radiazioni | **580** | **535** | **599** | **45** | **8,4** |
| | **11.080** | **9.816** | **8.944** | **1.264** | **12,9** |

Gli ammortamenti (€7.600 milioni) sono aumentati di €121 milioni rispetto al 2023 (+1,6%) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e ramp-up di nuovi progetti parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro vs. dollaro nonché nel settore Enilive e Plenitude 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 (€2.900 milioni), commentate nel paragrafo "special item", sono così articolate:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 2.203 | 1.043 | 432 | 1.160 |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 101 | (38) | (66) | 139 |
| Enilive e Plenitude | 113 | 45 | 60 | 68 |
| Refining e Chimica | 455 | 726 | 674 | (271) |
| Corporate e altre attività | 28 | 26 | 40 | 2 |
| **Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing** | **2.900** | **1.802** | **1.140** | **1.098** |

Le **radiazioni** (€580 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P e riguardano i costi dei pozzi esplorativi completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi in particolare a iniziative in Egitto, Cipro, Mozambico, Kazakhstan, Oman, Vietnam ed Emirati Arabi, nonché titoli minerari esplorativi in fase di abbandono per fattori geopolitici e ambientali.

## PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| **Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** | **(656)** | **(487)** | **(939)** | **(169)** |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (827) | (667) | (507) | (160) |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | 367 | 250 | (53) | 117 |
| - Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 21 | 34 | (2) | (13) |
| - Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori | (358) | (207) | (128) | (151) |
| - Interessi passivi su passività per beni in leasing | (314) | (267) | (315) | (47) |
| - Interessi attivi verso banche | 294 | 356 | 57 | (62) |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 161 | 14 | 9 | 147 |
| **Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati** | **278** | **(61)** | **13** | **339** |
| - Strumenti finanziari derivati su valute | 310 | (63) | (70) | 373 |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | (32) | 2 | 81 | (34) |
| - Opzioni | | | 2 | |
| **Differenze di cambio** | **(38)** | **255** | **238** | **(293)** |
| **Altri proventi (oneri) finanziari** | **(405)** | **(274)** | **(275)** | **(131)** |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 44 | 153 | 128 | (109) |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | (261) | (341) | (199) | 80 |
| - Altri proventi (oneri) finanziari | (188) | (86) | (204) | (102) |
| | **(821)** | **(567)** | **(963)** | **(254)** |
| **Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale** | **222** | **94** | **38** | **128** |
| | **(599)** | **(473)** | **(925)** | **(126)** |

Gli **oneri finanziari netti** di €599 milioni registrano un incremento di €126 milioni rispetto al 2023 per effetto principalmente: (i) dei maggiori oneri finanziari correlati all'indebitamento a seguito dell'aumento degli interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari (€160 milioni) nonché degli interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori (€151 milioni), parzialmente compensati dai proventi su titoli valutati al fair value per la riduzione dei prezzi (€117 milioni); e (ii) della variazione negativa delle differenze cambio (€293 milioni) più che compensata dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€373 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9.

## PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

| 2024 (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Enilive e Plenitude | Refining e Chimica | Corporate e altre attività | Gruppo |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 904 | 44 | (90) | 73 | (65) | **866** |
| Dividendi | 197 | 1 | 5 | 23 | 1 | **227** |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni | 370 | | 1 | 7 | 184 | **562** |
| Altri proventi (oneri) netti | 186 | (12) | 12 | 4 | 5 | **195** |
| | **1.657** | **33** | **(72)** | **107** | **125** | **1.850** |

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.850 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €866 milioni attribuibili principalmente a Vår Energi, Azule Energy e di ADNOC R&T;
- i dividendi di €227 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (€166 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€22 milioni);
- plusvalenze nette di €562 milioni connesse principalmente alla cessione di alcuni asset upstream e alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem;
- altri proventi netti relativi principalmente agli effetti della business combination con Ithaca Energy.

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

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 866 | 1.336 | 1.841 | (470) |
| Dividendi | 227 | 255 | 351 | (28) |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni | 562 | 430 | 483 | 132 |
| Altri proventi (oneri) netti | 195 | 423 | 2.789 | (228) |
| **Proventi (oneri) su partecipazioni** | **1.850** | **2.444** | **5.464** | **(594)** |

### IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si riducono di €1.643 milioni a €3.725 milioni. Le imposte sul reddito del 2024 includono €1 miliardo di rivalutazione delle imposte differite attive, che riflette le migliori prospettive di redditività delle controllate italiane, principalmente Plenitude ed Enilive. Su base adjusted, il tax rate si ridetermina in circa il 52% (44% nel 2023), in aumento per effetto della maggiore incidenza sul risultato ante imposte consolidato dei Paesi esteri in cui opera l'upstream caratterizzati da tax rate significativi del minor contributo all'utile ante imposte di Gruppo degli altri settori operanti in giurisdizioni OCSE con tax rate più contenuti.

## RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ[1]

### EXPLORATION & PRODUCTION

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Utile operativo proforma adjusted** | **13.022** | **13.538** | **21.062** | **(516)** | **(3,8)** |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | *3.802* | *3.414* | *4.431* | *388* | *11* |
| **Utile (perdita) operativo delle società consolidate** | **6.715** | **8.693** | **16.158** | **(1.978)** | **(22,8)** |
| Esclusione special item: | 2.505 | 1.431 | 473 | | |
| *- oneri ambientali* | *9* | *81* | *30* | | |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *2.203* | *1.043* | *432* | | |
| *- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti* | *140* | | *2* | | |
| *- plusvalenze nette su cessione di asset* | *(25)* | *2* | *(27)* | | |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *21* | *42* | *36* | | |
| *- accantonamenti a fondo rischi* | *9* | *7* | *34* | | |
| *- derivati su commodity* | *(1)* | *15* | *15* | | |
| *- differenze e derivati su cambi* | *22* | *73* | *(104)* | | |
| *- altro* | *127* | *168* | *55* | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate** | **9.220** | **10.124** | **16.631** | **(904)** | **(8,9)** |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **10.247** | **11.239** | **18.393** | **(992)** | **(8,8)** |
| *Tax rate (%)* | *53,4* | *49,7* | *40,4* | *3,7* | |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **4.777** | **5.648** | **10.957** | **(871)** | **(15,4)** |
| I risultati includono: | | | | | |
| costi di ricerca esplorativa: | 741 | 687 | 605 | 54 | 7,9 |
| *- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici* | *186* | *205* | *220* | *(19)* | *(9,3)* |
| *- radiazione di pozzi di insuccesso[(a)]* | *555* | *482* | *385* | *73* | *15,1* |
| **Prezzi medi di realizzo** | | | | | |
| Petrolio[(b)] ($/barile) | 74,09 | 75,28 | 92,49 | (1,44) | (1,8) |
| Gas naturale ($/migliaia di metri cubi) | 273,02 | 287,49 | 366,58 | (14,47) | (5,0) |
| Idrocarburi ($/boe) | 57,56 | 59,35 | 73,98 | (1,79) | (3,0) |

(a) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(b) 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 2024 il settore **Exploration & Production** ha registrato un **utile operativo proforma adjusted** di €13.022 milioni, -4% rispetto al 2023, a causa dei minori prezzi di realizzo dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent -2%) e dei minori prezzi di realizzo del gas naturale (-5% rispetto al corrispondente periodo del 2023) in parte compensati dalla crescita produttiva e dalle azioni di efficienza. Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €4.777 milioni in calo del 15% rispetto al 2023, principalmente per il minore risultato della gestione industriale, parzialmente compensato dal maggior contributo dalle JV e collegate.

Il tax rate aumenta di circa 4 punti percentuali rispetto al 2023 riflettendo l'attuale mix geografico dei profitti con la maggiore incidenza di Paesi a più elevata fiscalità e l'impatto di maggiori costi non deducibili.

## GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Utile operativo proforma adjusted** | **1.274** | **3.599** | **2.333** | **(2.325)** | **(64,6)** |
| *- GGP* | *1.138* | *3.433* | *2.063* | *(2.295)* | *(66,9)* |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | *39* | *186* | | *(147)* | *(79,0)* |
| *- Power* | *136* | *166* | *270* | *(30)* | *(18,1)* |
| **Utile (perdita) operativo delle società consolidate** | **(909)** | **2.626** | **4.231** | **(3.535)** | **..** |
| Esclusione special item: | 2.144 | 787 | (1.898) | | |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *101* | *(38)* | *(66)* | | |
| *- oneri ambientali* | *(3)* | *1* | *2* | | |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *1* | *6* | *6* | | |
| *- derivati su commodity* | *1.740* | *99* | *(1.981)* | | |
| *- differenze e derivati su cambi* | *228* | *(105)* | *239* | | |
| *- altro* | *77* | *824* | *(98)* | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate** | **1.235** | **3.413** | **2.333** | **(2.178)** | **(63,8)** |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **1.272** | **3.463** | **2.320** | **(2.191)** | **(63,3)** |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **787** | **2.494** | **1.176** | **(1.707)** | **(68,4)** |

Nel 2024 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €1.138 milioni. Il risultato è in riduzione del 67% rispetto al 2023 che beneficiava degli esiti positivi di rinegoziazioni/arbitrati nonché di uno scenario particolarmente favorevole.

Il business **Power** ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €136 milioni, in riduzione di €30 milioni rispetto all'anno 2023 che beneficiava di uno scenario più favorevole.

Il settore **GGP e Power** chiude l'esercizio con un **utile netto adjusted** di €787 milioni rispetto all'utile di €2.494 milioni del 2023.

## ENILIVE E PLENITUDE

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **EBITDA proforma adjusted** | **1.910** | **1.940** | **2.045** | **(30)** | **(1,5)** |
| *- Enilive* | *852* | *1.013* | *1.373* | *(161)* | *(15,9)* |
| *- Plenitude* | *1.058* | *927* | *672* | *131* | *14,1* |
| **Utile operativo proforma adjusted** | **1.143** | **1.253** | **1.473** | **(110)** | **(8,8)** |
| *- Enilive* | *539* | *738* | *1.128* | *(199)* | *(27,0)* |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | *(32)* | *(4)* | | *(28)* | *..* |
| *- Plenitude* | *604* | *515* | *345* | *89* | *17,3* |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | *(12)* | | | | |
| **Utile (perdita) operativo delle società consolidate** | **1.589** | **(74)** | **(450)** | **1.663** | **..** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | 112 | 47 | (196) | | |
| Esclusione special item: | (514) | 1.284 | 2.119 | | |
| *- oneri ambientali* | *38* | *36* | *385* | | |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *113* | *45* | *60* | | |
| *- plusvalenze nette su cessione di asset* | *(1)* | | *(2)* | | |
| *- accantonamenti a fondo rischi* | *2* | *8* | | | |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *(2)* | *22* | *80* | | |
| *- derivati su commodity* | *(682)* | *1.142* | *1.588* | | |
| *- differenze e derivati su cambi* | *(1)* | *2* | *(1)* | | |
| *- altro* | *19* | *29* | *9* | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate** | **1.187** | **1.257** | **1.473** | **(70)** | **(5,6)** |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **1.076** | **1.186** | **1.445** | **(110)** | **(9,3)** |
| *Tax rate (%)* | *32,7* | *31,8* | *25,8* | *0,9* | |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **724** | **809** | **1.072** | **(85)** | **(10,5)** |

Il business **Enilive** ha registrato l'**utile operativo proforma adjusted** di €539 milioni nell'esercizio 2024, -27% rispetto al 2023, come conseguenza del deterioramento dei margini dei biocarburanti, che hanno raggiunto i minimi storici, a causa della pressione dovuta alla dinamica dei prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea e al calo del RIN in Nord America. Tale trend è stato in parte compensato dai risultati positivi del marketing che hanno beneficiato della migliore performance del business retail.
Il business ha conseguito un **EBITDA proforma adjusted** pari a €852 milioni (€1.013 milioni nel 2023).

Nel 2024, **Plenitude** ha registrato un **utile operativo proforma adjusted** pari a €604 milioni, in aumento del 17% rispetto al 2023, per effetto dei solidi risultati del business retail e del ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi, confermando il valore del nostro modello di business integrato.
**L'EBITDA proforma adjusted** è stato pari a €1.058 milioni (€927 milioni nel 2023).

L'**utile netto adjusted** del settore **Enilive e Plenitude** si attesta a €724 milioni rispetto all'utile di €809 milioni del 2023.

## REFINING E CHIMICA

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Utile operativo proforma adjusted** | **(713)** | **46** | **1.161** | **(759)** | **..** |
| *- Refining* | *101* | *660* | *1.415* | *(559)* | *(84,7)* |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | *177* | *408* | *516* | *(231)* | *(56,6)* |
| *- Chimica* | *(814)* | *(614)* | *(254)* | *(200)* | *(32,6)* |
| **Utile (perdita) operativo delle società consolidate** | **(1.681)** | **(2.121)** | **(606)** | **440** | **20,7** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | 95 | 557 | (220) | | |
| Esclusione special item: | 696 | 1.202 | 1.471 | | |
| *- oneri ambientali* | *177* | *337* | *577* | | |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *455* | *726* | *674* | | |
| *- plusvalenze nette su cessione di asset* | *(2)* | *(9)* | *(7)* | | |
| *- accantonamenti a fondo rischi* | *33* | *11* | *52* | | |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *19* | *31* | *28* | | |
| *- derivati su commodity* | *(1)* | *(1)* | *(11)* | | |
| *- differenze e derivati su cambi* | *6* | *11* | *18* | | |
| *- altro* | *9* | *96* | *140* | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted** | **(890)** | **(362)** | **645** | **(528)** | **..** |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **(755)** | **47** | **1.267** | **(802)** | **..** |
| *Tax rate (%)* | *..* | *23,4* | *26,5* | | |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **(449)** | **36** | **931** | **(485)** | **..** |

Il business **Refining** ha registrato un **utile operativo proforma adjusted** di €101 milioni nell'esercizio 2024 che si confronta con un utile di €660 milioni nell'anno 2023, a causa della contrazione dei margini e delle minori lavorazioni.

Nel 2024 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa proforma adjusted** di €814 milioni, in aumento rispetto alla perdita di €614 milioni conseguita nell'esercizio 2023. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di business dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitor americani ed asiatici.

La **perdita netta adjusted** del settore **Refining e Chimica** è stata di €449 milioni rispetto all'utile netto adjusted di €36 milioni del 2023.

## CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Utile operativo proforma adjusted** | **(526)** | **(666)** | **(686)** | **140** | **21,0** |
| *di cui: società partecipate rilevanti* | | | | | |
| **Utile (perdita) operativo delle società consolidate** | **(371)** | **(948)** | **(1.961)** | **577** | **60,9** |
| Esclusione special item: | (155) | 282 | 1.275 | | |
| *- oneri ambientali* | *(190)* | *193* | *1.062* | | |
| *- svalutazioni (riprese di valore) nette* | *28* | *26* | *40* | | |
| *- plusvalenze nette su cessione di asset* | *(10)* | *(4)* | *(5)* | | |
| *- accantonamenti a fondo rischi* | | *13* | *1* | | |
| *- oneri per incentivazione all'esodo* | *34* | *57* | *52* | | |
| *- differenze derivati su cambi* | *3* | *3* | *(3)* | | |
| *- altro* | *(20)* | *(6)* | *128* | | |
| **Utile (perdita) operativo adjusted** | **(526)** | **(666)** | **(686)** | **140** | **21,0** |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted** | **(837)** | **(866)** | **(1.451)** | **29** | **3,3** |
| **Utile (perdita) netto adjusted** | **(586)** | **(613)** | **(776)** | **27** | **4,4** |

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). Inoltre include i risultati dei business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della $CO_2$ e dell'Agri-business, in fase di sviluppo.

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[a]

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 e 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 2024 | 31 dicembre 2023 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| **Capitale immobilizzato** | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 59.864 | 56.299 | 3.565 |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | 5.822 | 4.834 | 988 |
| Attività immateriali | 6.434 | 6.379 | 55 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | 1.595 | 1.576 | 19 |
| Partecipazioni | 15.545 | 13.886 | 1.659 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 1.107 | 2.335 | (1.228) |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | (1.364) | (2.031) | 667 |
| | **89.003** | **83.278** | **5.725** |
| **Capitale di esercizio netto** | | | |
| Rimanenze | 6.259 | 6.186 | 73 |
| Crediti commerciali | 12.562 | 13.184 | (622) |
| Debiti commerciali | (15.170) | (14.231) | (939) |
| Attività (passività) tributarie nette | 144 | (2.112) | 2.256 |
| Fondi per rischi e oneri | (15.774) | (15.533) | (241) |
| Altre attività (passività) d'esercizio | (2.292) | (892) | (1.400) |
| | **(14.271)** | **(13.398)** | **(873)** |
| **Fondi per benefici ai dipendenti** | **(681)** | **(748)** | **67** |
| **Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** | **225** | **747** | **(522)** |
| **CAPITALE INVESTITO NETTO** | **74.276** | **69.879** | **4.397** |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni | 52.785 | 53.184 | (399) |
| Interessenze di terzi | 2.863 | 460 | 2.403 |
| **Patrimonio netto** | **55.648** | **53.644** | **2.004** |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | **12.175** | **10.899** | **1.276** |
| Passività per leasing | 6.453 | 5.336 | 1.117 |
| *- di cui working interest Eni* | *5.837* | *4.856* | *981* |
| *- di cui working interest follower* | *616* | *480* | *136* |
| **Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16** | **18.628** | **16.235** | **2.393** |
| **COPERTURE** | **74.276** | **69.879** | **4.397** |

(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 2024 il **capitale immobilizzato** (€89.003 milioni) è aumentato di €5.725 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 per effetto degli investimenti, e dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy e dall'effetto positivo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,039 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, -6%) che hanno aumentato il book value delle attività denominate in dollari. Questi effetti positivi sono stati compensati dalla cessione delle attività E&P in Nigeria e Alaska e di altre attività non strategiche, nonché dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni dell'esercizio.

Il **capitale di esercizio netto** (€14.271 milioni) è diminuito di €873 milioni rispetto al 31dicembre 2023. L'aumento delle altre attività (passività) d'esercizio (-€1.400 milioni), per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati, e l'incremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (-€1.561 milioni) sono stati in parte compensati dalla riduzione delle passività tributarie nette.

## RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Utile (perdita) netto dell'esercizio** | **2.764** | **4.860** |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | **67** | **22** |
| *Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti* | *8* | *(31)* |
| *Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI* | *62* | *45* |
| *Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* | *1* | *(2)* |
| *Effetto fiscale* | *(4)* | *10* |
| **Componente riclassificabili a conto economico** | **2.348** | **(1.573)** |
| *Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro* | *3.066* | *(2.010)* |
| *Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge* | *(912)* | *541* |
| *Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* | *(69)* | *54* |
| *Effetto fiscale* | *263* | *(158)* |
| **Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo** | **2.415** | **(1.551)** |
| **Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio** | **5.179** | **3.309** |
| di competenza: | | |
| **- azionisti Eni** | **4.962** | **3.220** |
| - interessenze di terzi | **217** | **89** |

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | | |
|---|---|---|
| **Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023** | | **55.230** |
| Totale utile (perdita) complessivo | 3.309 | |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (3.005) | |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate | (36) | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (138) | |
| Acquisto azioni proprie | (1.837) | |
| Emissione bond convertibile | 79 | |
| Imposte su cedole Bond ibrido | 40 | |
| Altre variazioni | 2 | |
| **Totale variazioni** | | **(1.586)** |
| **Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2023** | | **53.644** |
| di competenza: | | |
| **- azionisti Eni** | | **53.184** |
| - interessenze di terzi | | 460 |
| | | |
| **Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024** | | **53.644** |
| Totale utile (perdita) complessivo | 5.179 | |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (3.067) | |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate | (50) | |
| Emissione di obbligazioni ibride perpetue | 1.848 | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (138) | |
| Opzioni put su Plenitude | (387) | |
| Acquisto azioni proprie | (2.003) | |
| Operazione Plenitude - cessione EIP | 588 | |
| Costi emissione obbligazioni ibride perpetue | (21) | |
| Imposte su cedole Bond ibrido | 36 | |
| Altre variazioni | 19 | |
| **Totale variazioni** | | **2.004** |
| **Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2024** | | **55.648** |
| di competenza: | | |
| **- azionisti Eni** | | **52.785** |
| - interessenze di terzi | | 2.863 |

Il **patrimonio netto** (€55.648 milioni) aumenta di €2.004 milioni rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto dell'utile netto dell'esercizio (€2.764 milioni), l'emissione di un bond ibrido da parte di una società del Gruppo (€1.848 milioni) per il finanziamento di un progetto d'investimento, classificato tra i non-controlling interest, le variazioni cambio positive (circa €3.066 milioni) che riflettono l'apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro. I flussi in diminuzione comprendono: la remunerazione degli azionisti per €5 miliardi (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie).

## 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 2024 | 31 dicembre 2023 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| Debiti finanziari e obbligazionari | 30.348 | 28.729 | 1.619 |
| *- Debiti finanziari a breve termine* | *8.820* | *7.013* | *1.807* |
| *- Debiti finanziari a lungo termine* | *21.528* | *21.716* | *(188)* |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (8.183) | (10.193) | 2.010 |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (6.797) | (6.782) | (15) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[(a)] | (3.193) | (855) | (2.338) |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | **12.175** | **10.899** | **1.276** |
| Passività per beni in leasing | 6.453 | 5.336 | 1.117 |
| *- di cui working interest Eni* | *5.837* | *4.856* | *981* |
| *- di cui working interest follower* | *616* | *480* | *136* |
| **Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16** | **18.628** | **16.235** | **2.393** |
| **Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** | **55.648** | **53.644** | **2.004** |
| **Leverage ante lease liability ex IFRS 16** | **0,22** | **0,20** | **(0,02)** |
| **Leverage post lease liability ex IFRS 16** | **0,33** | **0,30** | **(0,03)** |

(a) Dal 1° gennaio 2024, nell'ambito del modello satellitare Eni che prevede la crescente autonomia delle società non consolidate, i finanziamenti concessi ad alcune JV per €1.339 milioni, in precedenza classificati come capitale immobilizzato, sono stati riclassificati nella voce crediti finanziari a lungo termine e la previsione di flussi di rimborso nel piano quadriennale approvato dalla direzione, portati in detrazione dei debiti finanziari lordi ai fini della definizione dell'indebitamento finanziario netto e calcolo del leverage, considerata l'esposizione al solo rischio di credito della controparte.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2024 è pari a €18.628 milioni in aumento di €2.393 milioni rispetto al 31 dicembre 2023. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €30.348 milioni, di cui €8.820 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €4.582 milioni) e €21.528 milioni a lungo termine.

Escludendo l'effetto della lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina a €12.175 milioni, in aumento di €1.276 milioni rispetto al 31 dicembre 2023.

Il **leverage**[2] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,22 al 31 dicembre 2024.

(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 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.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[a]

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) netto** | **2.764** | **4.860** | **13.961** | **(2.096)** |
| *Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:* | | | | |
| - ammortamenti e altre componenti non monetarie | 9.951 | 7.781 | 4.369 | 2.170 |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | (601) | (441) | (524) | (160) |
| - dividendi, interessi e imposte | 4.246 | 5.596 | 8.611 | (1.350) |
| Variazione del capitale di esercizio | 1.286 | 1.811 | (1.279) | (525) |
| Dividendi incassati da partecipate | 1.946 | 2.255 | 1.545 | (309) |
| Imposte pagate | (5.826) | (6.283) | (8.488) | 457 |
| Interessi (pagati) incassati | (674) | (460) | (735) | (214) |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | **13.092** | **15.119** | **17.460** | **(2.027)** |
| Investimenti tecnici | (8.485) | (9.215) | (8.056) | 730 |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | (2.593) | (2.592) | (3.311) | (1) |
| Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni | 2.788 | 596 | 1.202 | 2.192 |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento | (996) | (348) | 2.361 | (648) |
| **Free cash flow** | **3.806** | **3.560** | **9.656** | **246** |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | (531) | 2.194 | 786 | (2.725) |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | (1.293) | 315 | (2.569) | (1.608) |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (1.205) | (963) | (994) | (242) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (4.522) | (4.882) | (4.841) | 360 |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi | 1.640 | (138) | (138) | 1.778 |
| Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità | 83 | (62) | 16 | 145 |
| **VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI** | **(2.022)** | **24** | **1.916** | **(2.046)** |
| **Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** | **13.590** | **16.498** | **20.380** | **(2.908)** |

## VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| **Free cash flow** | **3.806** | **3.560** | **9.656** | **246** |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (1.205) | (963) | (994) | (242) |
| Debiti e crediti finanziari società acquisite | (631) | (234) | (512) | (397) |
| Debiti e crediti finanziari società disinvestite | | (155) | 142 | 155 |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | (364) | (1.061) | (1.352) | 697 |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (4.522) | (4.882) | (4.841) | 360 |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | 1.640 | (138) | (138) | 1.778 |
| **VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING** | **(1.276)** | **(3.873)** | **1.961** | **2.597** |
| Rimborsi lease liability | 1.205 | 963 | 994 | 242 |
| Accensioni del periodo e altre variazioni | (2.322) | (1.348) | (608) | (974) |
| **Variazione passività per beni in leasing** | **(1.117)** | **(385)** | **386** | **(732)** |
| **VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING** | **(2.393)** | **(4.258)** | **2.347** | **1.865** |

(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 2024 di €13.092 milioni, in riduzione di €2.027 milioni rispetto al 2023, include €1.946 milioni di dividendi incassati dalle partecipate, principalmente Azule Energy, Vår Energi 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 €13.590 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, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza, nonché altri item tra cui il pagamento di un debito d'imposta pregresso relativo a una windfall tax italiana del 2023.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,3 miliardi è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €13,6 miliardi, all'emissione del bond ibrido (€1,8 miliardi) da parte di una società del gruppo e alla manovra di portafoglio (€0,2 miliardi), al netto dei fabbisogni del circolante adjusted (circa €0,4 miliardi), agli investimenti di €8,8 miliardi, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €5,1 miliardi (€2 miliardi di acquisto azioni e €3,1 miliardi di pagamento dividendi relativi alla terza e quarta tranche del dividendo 2023 e alla prima e seconda tranche del dividendo 2024), ai debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€2,2 miliardi), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi e altre variazioni (€0,4 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 2024, 2023 e 2022 è riportata di seguito:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Flusso di cassa netto da attività operativa | 13.092 | 15.119 | 17.460 | (2.027) |
| Variazione del capitale di esercizio | (1.286) | (1.811) | 1.279 | 525 |
| Esclusione derivati su commodity | 1.056 | 1.255 | (389) | (199) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | 434 | 562 | (564) | (128) |
| (Proventi) oneri straordinari | 294 | 1.373 | 2.594 | (1.079) |
| **Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** | **13.590** | **16.498** | **20.380** | **(2.908)** |

## INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. | Var. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 6.055 | 7.135 | 6.252 | (1.080) | (15,1) |
| *- acquisto di riserve proved e unproved* | | | *260* | | |
| *- ricerca esplorativa* | *433* | *784* | *708* | *(351)* | *(44,8)* |
| *- sviluppo di idrocarburi* | *5.564* | *6.293* | *5.238* | *(729)* | *(11,6)* |
| *- altro* | *58* | *58* | *46* | | |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 110 | 119 | 173 | (9) | (7,6) |
| *- Global Gas & LNG Portfolio* | *20* | *16* | *23* | *4* | *25,0* |
| *- Power* | *90* | *103* | *150* | *(13)* | *(12,6)* |
| Enilive e Plenitude | 1.303 | 1.064 | 754 | 239 | 22,5 |
| *- Enilive* | *416* | *428* | *273* | *(12)* | *(2,8)* |
| *- Plenitude* | *887* | *636* | *481* | *251* | *39,5* |
| Refining e Chimica | 632 | 556 | 605 | 76 | 13,7 |
| *- Refining* | *422* | *369* | *350* | *53* | *14,4* |
| *- Chimica* | *210* | *187* | *255* | *23* | *12,3* |
| Corporate e altre attività | 408 | 360 | 276 | 48 | 13,3 |
| Effetto eliminazione utili interni | (23) | (19) | (4) | | (21,1) |
| **Investimenti tecnici[a]** | **8.485** | **9.215** | **8.056** | **(730)** | **(7,9)** |
| **Investimenti in partecipazioni/business combination** | **2.593** | **2.592** | **3.311** | **1** | **0,0** |
| **Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** | **11.078** | **11.807** | **11.367** | **(729)** | **(6,2)** |

(a) I costi capitalizzati per i quali sono stati concessi dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€2.172 milioni nel 2024).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €11.078 milioni, in riduzione del 6,2% rispetto al 2023.

Gli investimenti in partecipazioni/business combination (€2.593 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione dell'operatore upstream Neptune Energy, allo sviluppo della capacità da fonti rinnovabili di Plenitude e a una rete di stazioni di servizio in Spagna. Tali impieghi sono stati in parte compensati dalla cessione degli asset E&P in Nigeria e nell'onshore dell'Alaska, del 10% della partecipazione di Saipem, di licenze di produzione in Congo nonché dal versamento in conto capitale a Plenitude di circa €0,6 miliardi grazie alla finalizzazione dell'accordo con il fondo EIP, che ha acquisito una partecipazione di minoranza pari al 7,6%.

Gli investimenti tecnici di €8.485 milioni (€9.215 milioni nell'esercizio 2023) evidenziano una riduzione del 7,9% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.055 milioni) in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Egitto, Iraq, Libia, Indonesia, Algeria, Kazakhstan e Emirati Arabi Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€887 milioni) sono relativi principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché ad attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€416 milioni) hanno riguardato attività di marketing, investimenti di sviluppo della rete e delle attività food e non oil nonché interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; attività di sviluppo bioraffinazione, di biometano, nonché gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente relativi all'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€422 milioni) per la nuova bioraffineria di Livorno, per l'attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€210 milioni) per progetti di economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€184 milioni).

# 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 ambientale 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.

### EBITDA
Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

### 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, nonché dei crediti finanziari 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).

### Utile operativo proforma adjusted
In relazione al crescente contributo delle JV/associates è stata definita la misura di risultato «utile operativo proforma adjusted» che integra la quota Eni dei margini operativi delle investee.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo adjusted, l'utile operativo proforma adjusted 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

| 2024 (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Enilive e Plenitude | Refining e Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) operativo** | **6.715** | **(909)** | **1.589** | **(1.681)** | **(371)** | **(105)** | **5.238** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | 112 | 95 | | 227 | 434 |
| **Esclusione special item:** | | | | | | | |
| - oneri ambientali | 9 | (3) | 38 | 177 | (190) | | 31 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | 2.203 | 101 | 113 | 455 | 28 | | 2.900 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | 140 | | | | | | 140 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (25) | | (1) | (2) | (10) | | (38) |
| - accantonamenti a fondo rischi | 9 | | 2 | 33 | | | 44 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 21 | 1 | (2) | 19 | 34 | | 73 |
| - derivati su commodity | (1) | 1.740 | (682) | (1) | | | 1.056 |
| - differenze e derivati su cambi | 22 | 228 | (1) | 6 | 3 | | 258 |
| - altro | 127 | 77 | 19 | 9 | (20) | | 212 |
| **Special item dell'utile (perdita) operativo** | **2.505** | **2.144** | **(514)** | **696** | **(155)** | | **4.676** |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)** | **9.220** | **1.235** | **1.187** | **(890)** | **(526)** | **122** | **10.348** |
| Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b) | 3.802 | 39 | (44) | 177 | | | 3.974 |
| **Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)** | **13.022** | **1.274** | **1.143** | **(713)** | **(526)** | **122** | **14.322** |
| Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d) | (171) | (8) | (30) | 15 | (311) | | (505) |
| Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e) | (389) | 17 | (37) | (73) | | | (482) |
| Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f) | (2.215) | (11) | | 16 | | | (2.210) |
| Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f) | 1.198 | 45 | (81) | 120 | | | 1.282 |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)** | **10.247** | **1.272** | **1.076** | **(755)** | **(837)** | **122** | **11.125** |
| Imposte sul reddito (i) | (5.470) | (485) | (352) | 306 | 251 | (42) | (5.792) |
| *Tax rate (%)* | | | | | | | *52,1* |
| **Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)** | **4.777** | **787** | **724** | **(449)** | **(586)** | **80** | **5.333** |
| *di cui:* | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | **76** |
| **- azionisti Eni** | | | | | | | **5.257** |
| **Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **2.624** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | 308 |
| Esclusione special item | | | | | | | 2.325 |
| **Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **5.257** |

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

| 2023 (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Enilive e Plenitude | Refining e Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) operativo** | **8.693** | **2.626** | **(74)** | **(2.121)** | **(948)** | **81** | **8.257** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | 47 | 557 | | (42) | 562 |
| **Esclusione special item:** | | | | | | | |
| - oneri ambientali | 81 | 1 | 36 | 337 | 193 | | 648 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | 1.043 | (38) | 45 | 726 | 26 | | 1.802 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | | | | | |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | 2 | | | (9) | (4) | | (11) |
| - accantonamenti a fondo rischi | 7 | | 8 | 11 | 13 | | 39 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 42 | 6 | 22 | 31 | 57 | | 158 |
| - derivati su commodity | 15 | 99 | 1.142 | (1) | | | 1.255 |
| - differenze e derivati su cambi | 73 | (105) | 2 | 11 | 3 | | (16) |
| - altro | 168 | 824 | 29 | 96 | (6) | | 1.111 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | 1.431 | 787 | 1.284 | 1.202 | 282 | | 4.986 |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)** | **10.124** | **3.413** | **1.257** | **(362)** | **(666)** | **39** | **13.805** |
| Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b) | 3.414 | 186 | (4) | 408 | | | 4.004 |
| **Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)** | **13.538** | **3.599** | **1.253** | **46** | **(666)** | **39** | **17.809** |
| Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d) | (38) | 1 | (65) | 9 | (200) | | (293) |
| Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e) | (186) | 15 | (2) | | | | (173) |
| Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f) | (2.075) | (152) | | (8) | | | (2.235) |
| Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f) | 1.153 | 49 | (6) | 400 | | | 1.596 |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)** | **11.239** | **3.463** | **1.186** | **47** | **(866)** | **39** | **15.108** |
| Imposte sul reddito (i) | (5.591) | (969) | (377) | (11) | 253 | (13) | (6.708) |
| *Tax rate (%)* | | | | | | | *44,4* |
| **Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)** | **5.648** | **2.494** | **809** | **36** | **(613)** | **26** | **8.400** |
| *di cui:* | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | 78 |
| **- azionisti Eni** | | | | | | | **8.322** |
| **Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **4.771** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | 402 |
| Esclusione special item | | | | | | | 3.149 |
| **Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **8.322** |

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

| 2022 (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Enilive e Plenitude | Refining e Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) operativo** | **16.158** | **4.231** | **(450)** | **(606)** | **(1.961)** | **138** | **17.510** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | (196) | (220) | | (148) | (564) |
| **Esclusione special item:** | | | | | | | |
| - oneri ambientali | 30 | 2 | 385 | 577 | 1.062 | | 2.056 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | 432 | (66) | 60 | 674 | 40 | | 1.140 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | 2 | | | | | | 2 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (27) | | (2) | (7) | (5) | | (41) |
| - accantonamenti a fondo rischi | 34 | | | 52 | 1 | | 87 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 36 | 6 | 80 | 28 | 52 | | 202 |
| - derivati su commodity | 15 | (1.981) | 1.588 | (11) | | | (389) |
| - differenze e derivati su cambi | (104) | 239 | (1) | 18 | (3) | | 149 |
| - altro | 55 | (98) | 9 | 140 | 128 | | 234 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | **473** | **(1.898)** | **2.119** | **1.471** | **1.275** | | **3.440** |
| **Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)** | **16.631** | **2.333** | **1.473** | **645** | **(686)** | **(10)** | **20.386** |
| Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b) | 4.431 | | | 516 | | | 4.947 |
| **Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)** | **21.062** | **2.333** | **1.473** | **1.161** | **(686)** | **(10)** | **25.333** |
| Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d) | (2.669) | (13) | (28) | 54 | (765) | | (3.421) |
| Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e) | | | | | | | |
| Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f) | | | | 52 | | | 52 |
| Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f) | 4.431 | | | 568 | | | 4.999 |
| **Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)** | **18.393** | **2.320** | **1.445** | **1.267** | **(1.451)** | **(10)** | **21.964** |
| Imposte sul reddito (i) | (7.436) | (1.144) | (373) | (336) | 675 | 6 | (8.608) |
| *Tax rate (%)* | | | | | | | *39,2* |
| **Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)** | **10.957** | **1.176** | **1.072** | **931** | **(776)** | **(4)** | **13.356** |
| *di cui:* | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | 55 |
| **- azionisti Eni** | | | | | | | **13.301** |
| **Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **13.887** |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | (401) |
| Esclusione special item | | | | | | | (185) |
| **Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni** | | | | | | | **13.301** |

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

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

| Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni) | Riferimento alle note al Bilancio consolidato | 31 dicembre 2024 Valori da schema legale | 31 dicembre 2024 Valori da schema riclassificato | 31 dicembre 2023 Valori da schema legale | 31 dicembre 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|---|
| **Capitale immobilizzato** | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | | 59.864 | | 56.299 |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | | | 5.822 | | 4.834 |
| Attività immateriali | | | 6.434 | | 6.379 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | | | 1.595 | | 1.576 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni | | | 15.545 | | 13.886 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | (vedi nota 17) | | 1.107 | | 2.335 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da: | | | (1.364) | | (2.031) |
| - passività per attività di investimento correnti | (vedi nota 11) | (56) | | (36) | |
| - passività per attività di investimento non correnti | (vedi nota 11) | (40) | | (65) | |
| - crediti per attività di disinvestimento | (vedi nota 8) | 527 | | 200 | |
| - crediti per attività di disinvestimento non correnti | (vedi nota 11) | 144 | | 205 | |
| - debiti verso fornitori per attività di investimento | (vedi nota 18) | (1.939) | | (2.335) | |
| **Totale Capitale immobilizzato** | | | **89.003** | | **83.278** |
| **Capitale di esercizio netto** | | | | | |
| Rimanenze | | | 6.259 | | 6.186 |
| Crediti commerciali | (vedi nota 8) | | 12.562 | | 13.184 |
| Debiti commerciali | (vedi nota 18) | | (15.170) | | (14.231) |
| Attività (passività) tributarie nette, composti da: | | | 144 | | (2.112) |
| - passività per imposte sul reddito correnti | | (587) | | (1.685) | |
| - passività per imposte sul reddito non correnti | | (40) | | (38) | |
| - passività per altre imposte correnti | (vedi nota 11) | (1.749) | | (1.811) | |
| - passività per imposte differite | | (5.581) | | (4.702) | |
| - passività per altre imposte non correnti | (vedi nota 11) | (48) | | (16) | |
| - attività per imposte sul reddito correnti | | 695 | | 460 | |
| - attività per imposte sul reddito non correnti | | 129 | | 142 | |
| - attività per altre imposte correnti | (vedi nota 11) | 850 | | 915 | |
| - attività per imposte anticipate | | 6.322 | | 4.482 | |
| - attività per altre imposte non correnti | (vedi nota 11) | 147 | | 137 | |
| - crediti per consolidato fiscale | (vedi nota 8) | 10 | | 9 | |
| - debiti per consolidato fiscale | (vedi nota 18) | (4) | | (5) | |
| Fondi per rischi e oneri | | | (15.774) | | (15.533) |
| Altre attività (passività), composte da: | | | (2.292) | | (892) |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine | (vedi nota 17) | | | 7 | |
| - crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri | (vedi nota 8) | 3.802 | | 3.158 | |
| - altre attività correnti | (vedi nota 11) | 2.812 | | 4.722 | |
| - altri crediti e altre attività non correnti | (vedi nota 11) | 3.678 | | 3.051 | |
| - acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri | (vedi nota 18) | (4.979) | | (4.083) | |
| - altre passività correnti | (vedi nota 11) | (3.244) | | (3.732) | |
| - altri debiti e altre passività non correnti | (vedi nota 11) | (4.361) | | (4.015) | |
| **Totale Capitale di esercizio netto** | | | **(14.271)** | | **(13.398)** |
| **Fondi per benefici ai dipendenti** | | | **(681)** | | **(748)** |
| **Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** | | | **225** | | **747** |
| composte da: | | | | | |
| - attività destinate alla vendita | | 420 | | 2.609 | |
| - passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | | (195) | | (1.862) | |
| **CAPITALE INVESTITO NETTO** | | | **74.276** | | **69.879** |
| **Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi** | | | **55.648** | | **53.644** |
| **Indebitamento finanziario netto** | | | | | |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da: | | | 30.348 | | 28.729 |
| - passività finanziarie a lungo termine | | 21.570 | | 21.716 | |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | | 4.582 | | 2.921 | |
| - passività finanziarie a breve termine | | 4.238 | | 4.092 | |
| - altre attività non correnti | (vedi nota 11) | (42) | | | |
| a dedurre: | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | | (8.183) | | (10.193) |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | | | (6.797) | | (6.782) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (vedi nota 17) | | (3.193) | | (855) |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | | | **12.175** | | **10.899** |
| Passività per beni in leasing, composte da: | | | 6.453 | | 5.336 |
| - passività per beni in leasing a lungo termine | | 5.174 | | 4.208 | |
| - quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | | 1.279 | | 1.128 | |
| **Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16[a]** | | | **18.628** | | **16.235** |
| **COPERTURE** | | | **74.276** | | **69.879** |

(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 confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni) | 2024 Valori da schema legale | 2024 Valori da schema riclassificato | 2023 Valori da schema legale | 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) netto** | | **2.764** | | **4.860** |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa: | | | | |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari | | 9.951 | | 7.781 |
| - ammortamenti | 7.600 | | 7.479 | |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 2.900 | | 1.802 | |
| - radiazioni | 580 | | 535 | |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (866) | | (1.336) | |
| - altre variazioni | (158) | | (700) | |
| - variazione fondo per benefici ai dipendenti | (105) | | 1 | |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (601) | | (441) |
| Dividendi, interessi e imposte | | 4.246 | | 5.596 |
| - dividendi | (227) | | (255) | |
| - interessi attivi | (497) | | (517) | |
| - interessi passivi | 1.245 | | 1.000 | |
| - imposte sul reddito | 3.725 | | 5.368 | |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | | 1.286 | | 1.811 |
| - rimanenze | 68 | | 1.792 | |
| - crediti commerciali | 1.145 | | 3.322 | |
| - debiti commerciali | 110 | | (4.823) | |
| - fondi per rischi e oneri | (87) | | 97 | |
| - altre attività e passività | 50 | | 1.423 | |
| Dividendi incassati | | 1.946 | | 2.255 |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | | (5.826) | | (6.283) |
| Interessi (pagati) incassati | | (674) | | (460) |
| - interessi incassati | 456 | | 459 | |
| - interessi pagati | (1.130) | | (919) | |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | | **13.092** | | **15.119** |
| Investimenti | | (8.485) | | (9.215) |
| - attività materiali | (7.999) | | (8.739) | |
| - attività immateriali | (486) | | (476) | |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (2.593) | | (2.592) |
| - partecipazioni | (798) | | (1.315) | |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite | (1.795) | | (1.277) | |
| Disinvestimenti | | 2.788 | | 596 |
| - attività materiali | 1.354 | | 122 | |
| - attività immateriali | 21 | | 32 | |
| - imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute | 887 | | 395 | |
| - partecipazioni | 526 | | 47 | |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento | | (996) | | (348) |
| - diritto di utilizzo prepagato beni in leasing | (5) | | | |
| - investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa | (185) | | (388) | |
| - variazione debiti relativi all'attività di investimento | (514) | | (209) | |
| - disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa | 69 | | 32 | |
| - variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento | (361) | | 217 | |
| **Free cash flow** | | **3.806** | | **3.560** |

## (segue) RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni) | 2024 Valori da schema legale | 2024 Valori da schema riclassificato | 2023 Valori da schema legale | 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|
| **Free cash flow** | | **3.806** | | **3.560** |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | (531) | | 2.194 |
| - variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (531) | | 2.194 | |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | (1.293) | | 315 |
| - assunzione di debiti finanziari a lungo termine | 3.516 | | 4.971 | |
| - rimborsi di debiti finanziari a lungo termine | (4.748) | | (3.161) | |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | (61) | | (1.495) | |
| Rimborso di passività per beni in leasing | | (1.205) | | (963) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (4.522) | | (4.882) |
| - apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi | 589 | | (16) | |
| - acquisto di azioni proprie | (2.012) | | (1.803) | |
| - cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate | | | (60) | |
| - dividendi pagati ad azionisti Eni | (3.068) | | (3.046) | |
| - dividendi pagati ad altri azionisti | (45) | | (36) | |
| - altri apporti | 14 | | 79 | |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi | | 1.640 | | (138) |
| - emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue | 1.778 | | | |
| - pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue | (138) | | (138) | |
| Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità | | 83 | | (62) |
| - effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | 83 | | (62) | |
| **Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti** | | **(2.022)** | | **24** |

# Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

## CONTO ECONOMICO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | 35.026 | 42.790 | 74.679 | (7.764) |
| Altri ricavi e proventi | 569 | 432 | 542 | 137 |
| Costi operativi | (35.391) | (41.050) | (67.447) | 5.659 |
| Altri proventi (oneri) operativi | (192) | 705 | (6.325) | (897) |
| Ammortamenti | (577) | (634) | (825) | 57 |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (490) | (644) | (334) | 154 |
| Radiazioni | (2) | (19) | (65) | 17 |
| **Risultato operativo** | **(1.057)** | **1.580** | **225** | **(2.637)** |
| Proventi (oneri) finanziari | (112) | (265) | (216) | 153 |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | 6.167 | 2.282 | 3.771 | 3.885 |
| **Utile prima delle imposte** | **4.998** | **3.597** | **3.780** | **1.401** |
| Imposte sul reddito | 1.421 | (325) | 1.623 | 1.746 |
| **Utile netto** | **6.419** | **3.272** | **5.403** | **3.147** |

L'**utile netto** di Eni SpA per l'esercizio 2024 ammonta a €6.419 milioni, in aumento di €3.147 milioni rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente: (i) dell'incremento dei proventi netti su partecipazioni (€3.885 milioni) a seguito dei maggiori dividendi deliberati da società controllate; (ii) della riduzione degli oneri per imposte sul reddito (€1.746 milioni) a seguito della maggiore ripresa di valore delle attività per imposte anticipate. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del risultato operativo (€2.637 milioni) riferibile essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio e Power (€2.689 milioni).

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

### RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 1.952 | 2.114 | 2.743 | (162) |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 17.583 | 23.673 | 49.616 | (6.090) |
| Refining | 16.682 | 18.437 | 25.335 | (1.755) |
| Corporate | 1.034 | 1.082 | 1.057 | (48) |
| Elisioni | (2.225) | (2.516) | (4.072) | 291 |
| | **35.026** | **42.790** | **74.679** | **(7.764)** |

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2024 (€35.026 milioni) sono diminuiti di €7.764 milioni rispetto al 2023 per effetto principalmente: (i) dello scenario energetico legato ai prezzi del gas e alla riduzione dei volumi di gas naturale commercializzato; (ii) della riduzione del prezzo dei prodotti petroliferi per effetto della debole domanda, dell'eccesso di capacità e della pressione competitiva esercitata da produzioni estere; (iii) delle minori quantità lavorate presso la raffineria di Livorno, a seguito della ristrutturazione degli impianti, e presso la raffineria di Sannazzaro.

## RISULTATO OPERATIVO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Exploration & Production | (138) | (223) | (1.010) | 85 |
| Global Gas & LNG Portfolio e Power | 530 | 3.219 | 1.481 | (2.689) |
| *Global Gas & LNG Portfolio* | *404* | *3.145* | *1.275* | *(2.741)* |
| *Power* | *126* | *74* | *206* | *52* |
| Refining | (713) | (751) | 658 | 38 |
| Corporate | (702) | (743) | (901) | 41 |
| Eliminazione utili interni[a] | (34) | 78 | (3) | (112) |
| **Risultato operativo** | **(1.057)** | **1.580** | **225** | **(2.637)** |

(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 €138 milioni, migliora di €85 milioni a seguito essenzialmente: (i) di minori svalutazioni sugli asset operativi; (ii) dei minori costi di abbandono sostenuti nel 2024. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei prezzi di vendita del gas.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio e Power, €530 milioni, peggiora di €2.689 milioni per effetto, essenzialmente, della riduzione del risultato operativo della Global Gas & LNG Portfolio (€2.741 milioni) a seguito dei minori margini legati alla riduzione dello scenario prezzi e delle maggiori svalutazioni operate, riferite principalmente ai diritti di liquefazione.
Il risultato operativo del Power, pari a €126 milioni, migliora di €52 milioni per effetto del miglioramento dei margini operativi e delle riprese di valore operate sui right of use oggetto di precedenti svalutazioni.

Il **risultato operativo** della Refining, negativo di €713 milioni, migliora di €38 milioni per effetto della valutazione scorte che riflette l'aumento dei prezzi sulle principali commodity e delle minori svalutazioni operate; tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione del margine di raffinazione.

Il **risultato operativo** della Corporate, negativo di €702 milioni, migliora di €41 milioni per effetto essenzialmente della circostanza che nel 2023 erano stati operati maggiori accantonamenti degli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione di alcune partecipazioni.

## PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Dividendi | 6.931 | 3.691 | 2.336 | 3.240 |
| Plusvalenze nette da vendite | | 373 | 214 | (373) |
| Plusvalenze da conferimento | | | 2.006 | |
| Altri proventi | 587 | 432 | 1.238 | 155 |
| **Totale proventi** | **7.518** | **4.496** | **5.794** | **3.022** |
| Svalutazioni e perdite | (1.351) | (2.214) | (2.023) | 863 |
| | **6.167** | **2.282** | **3.771** | **3.885** |

## IMPOSTE SUL REDDITO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 | Var. ass. |
|---|---|---|---|---|
| Imposte correnti | 660 | 215 | (876) | 445 |
| Imposte differite e anticipate | 820 | (512) | 2.514 | 1.332 |
| Totale imposte estere | (59) | (27) | (11) | (32) |
| **Totale imposte sul reddito Eni SpA** | **1.421** | **(324)** | **1.627** | **1.745** |
| **Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation** | | **(1)** | **(4)** | **1** |
| | **1.421** | **(325)** | **1.623** | **1.746** |

Le **imposte sul reddito** si riducono di €1.746 milioni rispetto all'esercizio precedente, a seguito essenzialmente della maggiore ripresa di valore delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. Il tax rate effettivo si attesta a -28,43% per effetto essenzialmente: (i) della quota non imponibile dei dividendi; (ii) della valutazione delle imposte anticipate IRES.

# STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[1]

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 2024 | 1 gennaio 2024[(a)] | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| **Capitale immobilizzato** | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 3.686 | 3.761 | (75) |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | 1.484 | 1.452 | 32 |
| Attività immateriali | 166 | 253 | (87) |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | 1.622 | 1.575 | 47 |
| Partecipazioni | 60.835 | 60.344 | 491 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 42 | 48 | (6) |
| Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento | 52 | (126) | 178 |
| | **67.887** | **67.307** | **580** |
| **Capitale di esercizio netto** | | | |
| Rimanenze | 1.616 | 1.856 | (240) |
| Crediti commerciali | 6.289 | 6.939 | (650) |
| Debiti commerciali | (7.011) | (7.033) | 22 |
| Attività (passività) tributarie nette | 3.399 | 1.070 | 2.329 |
| Fondi per rischi e oneri | (5.301) | (5.641) | 340 |
| Altre attività (passività) d'esercizio | 470 | 911 | (441) |
| | **(538)** | **(1.898)** | **1.360** |
| **Fondi per benefici ai dipendenti** | **(319)** | **(336)** | **17** |
| **Attività destinate alla vendita** | **2** | **2** | |
| **CAPITALE INVESTITO NETTO** | **67.032** | **65.075** | **1.957** |
| **Patrimonio netto** | **50.735** | **51.019** | **(284)** |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | **14.464** | **12.160** | **2.304** |
| Passività per leasing | 1.833 | 1.896 | (63) |
| **Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16** | **16.297** | **14.056** | **2.241** |
| **COPERTURE** | **67.032** | **65.075** | **1.957** |

(a) Dal 1° gennaio 2024, anche al fine di assicurare adeguata simmetria tra i debiti associati ai depositi delle società presso Eni SpA, i finanziamenti a lungo termine concessi a controllate e JV, in precedenza classificati come capitale immobilizzato, sono stati riclassificati nella voce crediti finanziari a lungo termine in detrazione dei debiti finanziari lordi ai fini della definizione dell'indebitamento finanziario netto. La riclassifica (€17.530 milioni) è stata eseguita come rettifica dei saldi iniziali dello stato patrimoniale 2024.

Il **capitale immobilizzato**, €67.887 milioni, aumenta di €580 milioni rispetto al 1° gennaio 2024 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni (€491 milioni) per effetto degli interventi sul capitale operati su imprese controllate.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €538 milioni, è in aumento di €1.360 milioni rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto essenzialmente dell'incremento delle attività tributarie (€2.329 milioni) a seguito: (i) della ripresa di valore delle imposte anticipate sulla base dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi; (ii) del regolamento del contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico previsto dalla legge di bilancio 2023. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei crediti commerciali (€650 milioni), in particolare della linea di business Refining, per rapporti verso imprese controllate; (ii) dal decremento delle altre attività (passività) nette d'esercizio (€441 milioni) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati (€2.186 milioni), parzialmente compensato dall'incremento dei crediti verso imprese controllate per dividendi deliberati e non ancora incassati riferiti alla partecipata Eni International BV (€1.742 milioni).

Le **attività destinate alla vendita**, €2 milioni, si riferiscono a siti dismessi della linea di business Refining.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

## PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | | |
|---|---|---|
| **Patrimonio netto al 31 dicembre 2023** | | **51.019** |
| *Incremento per:* | | |
| Utile netto | 6.419 | |
| Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | 2 | |
| Piano incentivazione di lungo termine e piano azionariato diffuso | 24 | |
| Altri incrementi | 33 | |
| | | **6.478** |
| *Decremento per:* | | |
| Acquisto azioni proprie | (2.003) | |
| III e IV tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione) | (1.501) | |
| I e II tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione) | (1.566) | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (1.553) | |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (138) | |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI | (1) | |
| | | **(6.762)** |
| **Patrimonio netto al 31 dicembre 2024** | | **50.735** |

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

| (€ milioni) | 31 dicembre 2024 | 1 gennaio 2024 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| Debiti finanziari e obbligazionari | 47.728 | 47.331 | 397 |
| *Debiti finanziari a breve termine* | *26.685* | *26.287* | *398* |
| *Debiti finanziari a lungo termine* | *21.043* | *21.044* | *(1)* |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (5.142) | (7.119) | 1.977 |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (21.866) | (21.772) | (94) |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (6.256) | (6.280) | 24 |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | **14.464** | **12.160** | **2.304** |
| Passività per leasing | 1.833 | 1.896 | (63) |
| **Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16** | **16.297** | **14.056** | **2.241** |

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €2.241 milioni rispetto al 1° gennaio 2024, è dovuto essenzialmente: (i) al pagamento dei dividendi agli azionisti (€3.068 milioni); (ii) all'acquisto di azioni proprie (€2.012 milioni); (iii) agli investimenti in partecipazioni per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€1.933 milioni); (iv) agli investimenti tecnici (€803 milioni).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€5.407 milioni) in particolare per i dividendi incassati; (ii) dalle dismissioni (€716 milioni) in particolare i disinvestimenti in partecipazioni per effetto della cessione della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem (€393 milioni) e dei rimborsi di capitale operati da alcune imprese controllate (€304 milioni).

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[2]

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| **Utile netto** | **6.419** | **3.272** | **3.147** |
| *Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:* | | | |
| - ammortamenti e altri componenti non monetari | 1.769 | 2.973 | (1.204) |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | 1 | (390) | 391 |
| - dividendi, interessi e imposte | (7.850) | (2.971) | (4.879) |
| Variazione del capitale di esercizio | 706 | 871 | (165) |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | 4.362 | 2.423 | 1.939 |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | **5.407** | **6.178** | **(771)** |
| Investimenti tecnici | (803) | (725) | (78) |
| Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda | (1.933) | (2.977) | 1.044 |
| Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa | | (15.392) | 15.392 |
| Dismissioni | 716 | 493 | 223 |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento e rami d'azienda | 27 | 11 | 16 |
| **Free cash flow** | **3.414** | **(12.412)** | **15.826** |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | 581 | 886 | (305) |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | (483) | 16.187 | (16.670) |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (291) | (280) | (11) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (5.080) | (4.849) | (231) |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | (138) | (138) | 0 |
| Effetto emissione bond convertibile | | 79 | (79) |
| Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | 20 | 18 | 2 |
| **VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI** | **(1.977)** | **(509)** | **(1.468)** |

## VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| **Free cash flow** | **3.414** | **(12.412)** | **15.826** |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (291) | (280) | (11) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (5.080) | (4.849) | (231) |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | (138) | (138) | 0 |
| Effetto emissione bond convertibile | | 79 | (79) |
| Effetto Fusione | | 1.704 | (1.704) |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | (209) | 280 | (489) |
| **VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING** | **(2.304)** | **(15.616)** | **13.312** |
| Rimborso di passività per beni in leasing | 291 | 280 | 11 |
| Accensioni del periodo e altre variazioni | (228) | 84 | (312) |
| **Variazione passività per beni in leasing** | **63** | **364** | **(301)** |
| **VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING** | **(2.241)** | **(15.252)** | **13.011** |

## INVESTIMENTI TECNICI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | Var. ass. |
|---|---|---|---|
| Exploration & Production | 308 | 304 | 4 |
| Refining | 405 | 351 | 54 |
| Corporate | 90 | 70 | 20 |
| **Investimenti tecnici** | **803** | **725** | **78** |

(2) 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 (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni) | Riferimento alle note al Bilancio di esercizio | 31 dicembre 2024 Valori da schema legale | 31 dicembre 2024 Valori da schema riclassificato | 31 dicembre 2023 Valori da schema legale | 31 dicembre 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|---|
| **Capitale immobilizzato** | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | | 3.686 | | 3.761 |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | | | 1.484 | | 1.452 |
| Attività immateriali | | | 166 | | 253 |
| Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo | | | 1.622 | | 1.575 |
| Partecipazioni | | | 60.835 | | 60.344 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | (vedi nota 15) | | 42 | | 17.578 |
| Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da: | | | 52 | | (126) |
| - crediti relativi all'attività di disinvestimento | (vedi nota 7 e nota 10 ) | 340 | | 181 | |
| - debiti per attività di investimento | (vedi nota 10 e nota 17) | (288) | | (307) | |
| **Totale Capitale immobilizzato** | | | **67.887** | | **84.837** |
| **Capitale di esercizio netto** | | | | | |
| Rimanenze | | | 1.616 | | 1.856 |
| Crediti commerciali | (vedi nota 7) | | 6.289 | | 6.939 |
| Debiti commerciali | (vedi nota 17) | | (7.011) | | (7.033) |
| Attività (passività) tributarie nette: | | | 3.399 | | 1.070 |
| - passività per imposte sul reddito (correnti) | | (5) | | (539) | |
| - altre passività (correnti) | (vedi nota 10) | (1.011) | | (1.050) | |
| - attività per imposte sul reddito (correnti) | | 490 | | 272 | |
| - altre attività (correnti) | (vedi nota 10) | 176 | | 188 | |
| - attività per imposte anticipate | | 3.408 | | 2.018 | |
| - passività per imposte differite | | | | (60) | |
| - attività per imposte sul reddito (non correnti) | | 81 | | 100 | |
| - altre attività (non correnti) | (vedi nota 10) | 3 | | 3 | |
| - crediti per consolidato fiscale e IVA | (vedi nota 7) | 327 | | 390 | |
| - debiti per consolidato fiscale e IVA | (vedi nota 17) | (28) | | (245) | |
| - altre passività (non correnti) | (vedi nota 10) | (42) | | (7) | |
| Fondi per rischi ed oneri | | | (5.301) | | (5.641) |
| Altre attività (passività) di esercizio: | | | 470 | | 911 |
| - altri crediti | (vedi nota 7) | 2.901 | | 1.128 | |
| - altre attività (correnti) | (vedi nota 10) | 1.649 | | 5.039 | |
| - altre attività (non correnti) | (vedi nota 10) | 271 | | 507 | |
| - altri debiti | (vedi nota 17) | (510) | | (303) | |
| - altre passività (correnti) | (vedi nota 10) | (2.811) | | (4.325) | |
| - altre passività (non correnti) | (vedi nota 10) | (1.030) | | (1.135) | |
| **Totale Capitale di esercizio netto** | | | **(538)** | | **(1.898)** |
| **Fondi per benefici ai dipendenti** | | | **(319)** | | **(336)** |
| **Attività destinate alla vendita** | | | **2** | | **2** |
| **CAPITALE INVESTITO NETTO** | | | **67.032** | | **82.605** |
| **Patrimonio netto** | | | **50.735** | | **51.019** |
| **Indebitamento finanziario netto** | | | | | |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da: | | | | | |
| - passività finanziarie a lungo termine | | 21.085 | | 21.044 | |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | | 2.968 | | 2.529 | |
| - altre attività non correnti | (vedi nota 10) | (42) | | | |
| - passività finanziarie a breve termine | | 23.717 | | 23.758 | |
| a dedurre: | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | 5.142 | | 7.119 | |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (correnti) | (vedi nota 15) | 6.041 | | 4.242 | |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (non correnti) | (vedi nota 15) | 15.825 | | | |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | | 6.256 | | 6.280 | |
| **Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16** | | | **14.464** | | **29.690** |
| Passività per beni in leasing, composti da: | | | 1.833 | | 1.896 |
| - passività per beni in leasing a lungo termine | | 1.455 | | 1.606 | |
| - quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | | 378 | | 290 | |
| **Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16** | | | **16.297** | | **31.586** |
| **COPERTURE** | | | **67.032** | | **82.605** |

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni) | 2024 Valori da schema legale | 2024 Valori da schema riclassificato | 2023 Valori da schema legale | 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|
| **Utile netto** | | **6.419** | | **3.272** |
| Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa: | | | | |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari | | 1.769 | | 2.973 |
| - ammortamenti | 577 | | 634 | |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 490 | | 644 | |
| - radiazioni | 2 | | 19 | |
| - effetto valutazione partecipazioni | 783 | | 1.790 | |
| - altre variazioni | (68) | | (149) | |
| - variazioni fondi per benefici ai dipendenti | (15) | | 35 | |
| Plusvalenze nette su cessione di attività | | 1 | | (390) |
| Dividendi, interessi e imposte | | (7.850) | | (2.971) |
| - dividendi | (6.931) | | (3.691) | |
| - interessi attivi | (1.726) | | (954) | |
| - interessi passivi | 2.228 | | 1.349 | |
| - imposte sul reddito | (1.421) | | 325 | |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | | 706 | | 871 |
| - rimanenze | 193 | | 1.718 | |
| - crediti commerciali | 660 | | 4.134 | |
| - debiti commerciali | (97) | | (4.612) | |
| - fondi per rischi ed oneri | (89) | | 234 | |
| - altre attività e passività | 39 | | (603) | |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | | 4.362 | | 2.423 |
| - dividendi incassati | 5.152 | | 2.787 | |
| - interessi incassati | 1.750 | | 843 | |
| - interessi pagati | (2.247) | | (1.239) | |
| - imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | (293) | | 32 | |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | | **5.407** | | **6.178** |
| Investimenti tecnici | | (803) | | (725) |
| - immobilizzazioni materiali | (731) | | (648) | |
| - immobilizzazioni immateriali | (67) | | (77) | |
| - diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing | (5) | | | |
| Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda | | (1.933) | | (2.977) |
| Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa | | | | (15.392) |
| - crediti finanziari strumentali | | | (15.392) | |
| Dismissioni | | 716 | | 493 |
| - immobilizzazioni materiali | 11 | | 7 | |
| - immobilizzazioni immateriali | 8 | | 14 | |
| - partecipazioni | 697 | | 472 | |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento e rami d'azienda: | | 27 | | 11 |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | 27 | | 46 | |
| - rami d'azienda | | | (35) | |

## (segue) RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

| Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni) | 2024 Valori da schema legale | 2024 Valori da schema riclassificato | 2023 Valori da schema legale | 2023 Valori da schema riclassificato |
|---|---|---|---|---|
| **Free cash flow** | | **3.414** | | **(12.412)** |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | 581 | | 886 |
| - variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 581 | | 886 | |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti: | | (483) | | 16.187 |
| - assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo | 145 | | 2.333 | |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | (628) | | 13.854 | |
| Rimborso di passività per beni in leasing | | (291) | | (280) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (5.080) | | (4.849) |
| - dividendi pagati | (3.068) | | (3.046) | |
| - acquisto azioni proprie | (2.012) | | (1.803) | |
| Effetto emissione di obbligazioni convertibili | | | | 79 |
| Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue | | (138) | | (138) |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue | (138) | | (138) | |
| Effetti delle differenze di cambio da conversione, delle fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 20 | | 18 |
| **VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI** | | **(1.977)** | | **(509)** |

# 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 e con lo scenario geopolitico mondiale. Altro fattore chiave di volatilità è la dimensione dei volumi scambiati su base giornaliera nei mercati dei derivati, diverse volte superiori agli scambi fisici, dove il prezzo è influenzato dalle aspettative degli operatori finanziari circa la sua futura direzione. I fondamentali del mercato sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale e il livello delle scorte. Nel breve termine, la domanda petrolifera è funzione della crescita del prodotto interno lordo mondiale, del commercio e del turismo internazionale, del livello di fiducia di consumatori e imprese, delle politiche monetarie delle banche centrali, nonché risente di fattori esogeni di varia natura (tensioni geopolitiche, guerre, pandemie eccetera) che possono indurre gli operatori industriali a incrementare o decrementare le scorte. La produzione ha un minore grado di elasticità nel breve termine. Quando l'offerta eccede la domanda con conseguente incremento delle scorte il prezzo del petrolio declina; il contrario avviene quando l'offerta è corta. I movimenti del prezzo guidati dai fattori fisici sono amplificati dal positioning degli operatori finanziari (CTA, hedge fund, money managers, eccetera) con scommesse al rialzo o al ribasso nel mercato dei future, che riflettono le aspettative sull'evoluzione futura della domanda e dell'offerta nel breve e sui possibili impatti dei fenomeni geopolitici e macroeconomici sul bilanciamento globale.
Nel lungo termine, i prezzi del petrolio sono influenzati da tendenze più strutturali. La crescita economica e demografica globale determina un aumento della domanda di petrolio, spingendo al rialzo i prezzi. La transizione verso altre fonti energetiche, le politiche climatiche volte a ridurre le emissioni di carbonio e l'efficienza energetica possono ridurre la domanda di petrolio nel tempo, spingendo al ribasso le quotazioni.
Nel 2024 il greggio di riferimento Brent ha registrato una quotazione media di circa 81 $/bbl (83 $/bbl nel 2023) in un contesto di sostanziale equilibrio tra domanda e offerta con le scorte commerciali OCSE diminuite leggermente rispetto agli stock d'inizio anno. La sostanziale stabilità del quadro fondamentale 2024 è in netto contrasto con la volatilità del prezzo, che dopo un primo semestre su valori sostenuti dovuti alla conclusione del ciclo restrittivo da parte della US Fed (media primo semestre quasi 85 $/bbl) ha perso nei mesi di settembre/ottobre circa 15 $/bbl a causa delle massicce vendite di contratti future da parte dei trader sulla base delle aspettative di ulteriore rallentamento dell'economia, in particolare quella cinese, di un eccesso di offerta nel primo semestre 2025, nonché in risposta all'evoluzione delle tensioni in Medio Oriente. Il "sentiment" negativo dei trader (misurato in termini di posizioni lunghe possedute) ha raggiunto minimi visti solo nel 2011.

Considerati gli sviluppi dell'ultima parte del 2024, l'outlook 2025 è esposto a diversi fattori di rischio e incertezza in relazione al possibile rallentamento macroeconomico globale, all'efficacia delle misure di stimolo dell'economia adottate dalla Cina, all'andamento dell'inflazione, all'impatto delle presidenziali USA, agli effetti delle misure protezionistiche sul commercio mondiale, nonché all'evoluzione del quadro geopolitico e delle tensioni e guerre locali in Medio Oriente e tra Russia e Ucraina. Inoltre, l'alleanza OPEC+ per effetto dei diversi tagli ai target di produzione decisi in questi anni dispone una "spare capacity" di circa 5,6 milioni di barili/giorno che rappresenta un potenziale fattore di rischio per l'equilibrio del mercato; il management ritiene che il cartello aumenterà la produzione in maniera graduale. La stima Eni di prezzo per il 2025 è di 75 $/bbl, mentre è confermata la previsione di lungo termine di 80 $/bbl (in termini reali 2028) con un tasso d'incremento del 2,5% fino al 2032. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio in termini reali è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

Nel 2024 il mercato globale del gas ha visto un parziale assorbimento dell'oversupply del 2023, grazie a una minore crescita produttiva con gli USA che si sono stabilizzati intorno ai 100 bcf/d. In Europa, la domanda ha risentito dell'estrema debolezza del comparto manifatturiero, della crescente competizione delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica e di una mite stagione invernale, mentre le minori importazioni di gas russo via pipeline sono state compensate da maggiori flussi di GNL. In tale scenario considerato anche il soddisfacente livello degli stoccaggi all'inizio della nuova stagione termica, il prezzo del gas naturale ai principali hub europei (TTF e PSV) ha consolidato l'andamento discendente in atto dall'ultima parte del 2022. Nel 2024 le quotazioni del gas naturale presso gli hub europei hanno registrato un valore medio di circa 35 €/MWh (-15% vs. 2023) anche se con una dinamica in ripresa nella parte finale dell'esercizio; il prezzo del gas in EU rimane comunque circa cinque volte quello USA. Nel 2025 e nel medio termine i prezzi sono attesi in leggera ripresa, per poi convergere verso il lungo termine di 25 €/MWh (in termini reali 2030) in relazione all'avvio di rilevanti progetti di GNL soprattutto negli USA e in Qatar e della crescita delle rinnovabili che manterranno il mercato in equilibrio.

Lo scenario commodity della RFA 2024 è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente; pertanto, non si evidenziano impairment indicator sistemici delle proprietà oil & gas.

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 portafoglio corrente Eni, l'esposizione al rischio prezzo riguarda 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 direttamente 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'analisi di sensitività per l'anno 2025 evidenzia una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,14 miliardi a fronte di variazioni del Brent di 1 $/bbl rispetto al prezzo previsivo di 75 $/bbl, pari a uno scostamento di circa l'1,5%; mentre è necessario un movimento di prezzo del gas di circa il 10% per avere effetti analoghi a quelli del petrolio; si precisa che tali analisi di sensitività sono ritenute valide per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione.
L'attività Oil & Gas è un business 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 attraverso l'emissione di nuove obbligazioni o utilizzando le linee di credito. 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; (iv) la capacità scoprire e mettere in produzione nuove riserve; (v) la capacità e la disponibilità delle banche e delle istituzioni finanziarie e degli investitori a concedere credito/sottoscrivere le obbligazioni emesse da Eni per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo, considerato il rischio strategico della transizione energetica e i sempre più stringenti vincoli nella valutazione delle metriche ESG delle aziende creditrici applicate dalle istituzioni finanziarie.
Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla redditività, i flussi di cassa e le prospettive industriali 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. 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 per verificarne la sostenibilità anche in presenza di scenari prezzo depressi, nonché un framework finanziario basato sulla selettività nelle decisioni d'investimento e sul mantenimento di un adeguato livello di leverage e di riserve 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 e i ritorni per gli azionisti.

### I settori della raffinazione di prodotti petroliferi e della chimica da idrocarburi sono esposti alla volatilità del ciclo economico

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, privi di vantaggi competitivi e con basse barriere d'ingresso, i cui risultati dipendono dall'andamento della domanda e dell'offerta, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dai 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 corso del 2024 il margine di raffinazione (SERM) si è progressivamente indebolito chiudendo l'anno al valore medio di circa 5,1 $/bbl circa il 40% in meno rispetto al 2023, a causa dell'ingresso di nuova capacità in Medio Oriente, Africa e Asia con l'avvio di impianti di dimensioni mega, molto più competitivi delle raffinerie europee, e della debole domanda di gasolio/diesel per effetto della recessione

manifatturiera in Europa e della crisi del settore costruzioni in Cina, nonché della stagnante "driving season" USA che hanno pesato sui crack spread dei prodotti. Il settore della raffinazione europea si conferma un business caratterizzato da fattori di strutturale debolezza a causa della competizione da parte di produttori con maggiori economie di scala e minori costi operativi per oneri ambientali, nonché in considerazione dell'atteso declino della domanda di carburanti tradizionali nei mercati serviti per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.

Il business della Chimica Eni gestito da Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori che beneficiano di economie di scala e altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA), accentuarsi dei fattori di strutturale debolezza della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali, nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche di sostenibilità. Il downturn del settore chimico europeo iniziato nel 2023 è proseguito per l'intero 2024, aggravato dalla stagnazione economica dell'Eurozona e dalla caduta della produzione industriale; non si prevedono miglioramenti nel 2025.

I due business hanno registrato cumulativamente una perdita operativa "underlying" di €0,9 miliardi ai quali si aggiungono svalutazioni d'impianti per circa €0,5 miliardi. Eni ha avviato dei piani industriali finalizzati a ridurre l'esposizione verso i settori commodity della raffinazione oil e della chimica di base attraverso ristrutturazioni, riconversioni e, nel caso della chimica, la diversificazione verso segmenti dove può contare su vantaggi competitivi (es. chimica bio, prodotti specializzati). L'esecuzione di tali piani è soggetta a rischi operativi e di efficace esecuzione, nonché ai rischi di ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

## RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Il contesto in cui Eni opera è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di contrasto al cambiamento climatico messe in atto dai governi di numerosi Stati a seguito degli impegni annunciati nell'ambito dell'Accordo di Parigi, poi ribaditi e aggiornati in occasione delle successive COP, nonché dall'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti sempre più decarbonizzati.

La transizione dell'economia verso un modello "carbon-neutral" e la diffusione di modelli di consumo più sostenibili dal punto di vista ambientale (come veicoli elettrici, prodotti "plastic-free" e maggiore efficienza energetica) potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono più rischiose le decisioni di investimento a lungo termine. Inoltre, la crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero limitare l'accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società petrolifere. Altro fattore di rischio è il numero crescente di contenziosi climatici promossi da vari esponenti della società civile e, in alcuni casi, da pubbliche amministrazioni. Tali azioni legali hanno la finalità di accertare una possibile responsabilità delle compagnie petrolifere nel perseguire politiche industriali che avrebbero deliberatamente contribuito al cambiamento climatico, lamentando anche violazioni dei diritti umani, nonché di ottenere risarcimenti per i danni economici attribuibili a eventi metereologici o naturali riconducibili al cambiamento climatico.

Eni è impegnata nell'esecuzione di una strategia di riposizionamento del portafoglio basata sulla progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita delle energie rinnovabili, dei biocarburanti e dei chemical ecocompatibili, così come dello sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni climalteranti e di vettori energetici lower carbon. Tale strategia è soggetta a vari rischi, tra cui le sfide di "esecuzione" (associate alla realizzazione di un progetto), la maggiore incertezza sui ritorni e sul successo degli investimenti in nuove tecnologie e nuovi vettori energetici (ad es. la cattura della $CO_2$ oppure la fusione a confinamento magnetico) e la disponibilità di fondi necessari per finanziare lo sviluppo della capacità produttiva di prodotti lower carbon (elettricità da fonti rinnovabili, biocarburanti e biometano).

I rischi connessi al cambiamento climatico sono valutati e gestiti da Eni considerando i cinque 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 ai rischi fisici (acuti e cronici) connessi al cambiamento climatico.

**Normativo:** alla luce degli impegni globali di decarbonizzazione nel breve termine, si assiste ad un incremento di misure protezionistiche, che potrebbero determinare un inasprimento della competizione per il predominio dei settori verdi e una frammentazione delle politiche climatiche. In particolare, nel contesto europeo, gli obiettivi di decarbonizzazione e le politiche climatiche più ambiziose rispetto ai Paesi concorrenti, potrebbero creare costi aggiuntivi e ridurre la competitività dei settori industriali. Nel medio-lungo termine, è ipotizzabile un'evoluzione normativa che porti alla diffusione di nuovi meccanismi di carbon pricing e/o obblighi di introduzione di quote minime di combustibili rinnovabili/lower carbon nel mercato.

Nello specifico, Eni è soggetta all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) e all'UK Emission Trading Scheme (UK ETS). Secondo tale meccanismo, l'impresa ha l'onere di acquistare quote di emissione a copertura dell'eccesso rispetto a quanto assegnato gratuitamente. Nel 2024, lo sbilancio del gruppo Eni è stato pari a circa 12 mln/ton, di cui circa l'80% è attribuibile al settore termoelettrico che non riceve quote gratuite. Nell'area extra UE, diverse economie in via di sviluppo hanno annunciato l'implementazione di meccanismi di carbon pricing, seppur si prevede che, almeno in una fase iniziale, questi siano caratterizzati da contenuti prezzi della $CO_2$ con impatto non significativo sulle attività Eni.

Inoltre, la possibile adozione di provvedimenti finalizzati a diminuire il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni dell'attività estrattiva potrebbero ridurre le prospettive di crescita del business tradizionale con conseguente necessità di accelerare la diversificazione del portafoglio.

Infine, a livello europeo, l'adozione della Direttiva (UE) 2024/1760 (Corporate Sustainability Due Diligence Directive - CS3D), nonché il recepimento, da parte degli Stati membri, della Direttiva (UE) 2022/2464 (Corporate Sustainability Reporting Directive - CSRD) comporteranno, anche nel breve termine, nuovi obblighi di due diligence e di reporting di sostenibilità in capo alle imprese.

**Legale:** alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziali nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, sulla base di asserite responsabilità per gli impatti Climate-related, anche connessi ai diritti umani, nonché per lamentate pratiche di c.d. "greenwashing". Nel contesto europeo, la giurisprudenza, sebbene non consolidata, si sta evolvendo nel senso di affermare l'esistenza di un dovere, in capo alle imprese, di contribuire al contesto del cambiamento climatico, anche nella fase di valutazione degli impatti dei propri progetti e pur nell'asserita impossibilità per un giudice di assegnare alle stesse target di riduzione delle emissioni GHG.

Quanto sopra dimostra come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la "license to operate" 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, incrementando il rischio di nuovi contenziosi.

Infine, anche l'introduzione della CS3D e il recepimento, da parte degli Stati Membri dell'UE, della CSRD potranno influire sull'evoluzione del rischio contenzioso.

Per gli aggiornamenti sui contenziosi di Eni in ambito climatico, si rinvia alle note al bilancio consolidato.

**Reputazionale:** nella crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico, una parte della società civile (movimenti ambientalisti, ONG e giovani generazioni), istituzioni governative (specie in ambito USA) e altri stakeholder percepiscono le compagnie Oil & Gas tra i principali responsabili. Ciò porta a una crescente pressione sui board delle compagnie petrolifere per accelerare le strategie e i piani di transizione e sul settore finanziario (asset manager, banche e società assicurative) per allineare i propri portafogli ai target "net zero", anche alla luce degli obblighi normativi introdotti dall'UE in ambito ESG. Il disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi 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.

**Mercato:** il mercato è caratterizzato da un'elevata incertezza a causa dell'interazione di diverse variabili, tra cui le tensioni geopolitiche, le politiche per la decarbonizzazione (estremamente disomogenee a livello geografico), l'andamento di domanda e offerta. Tale incertezza accentua la difficoltà delle decisioni di investimento e diminuisce la prevedibilità delle modalità e tempistiche della transizione energetica. Pertanto, qualora i meccanismi che regolano la domanda e l'offerta presente e futura delle diverse tecnologie (sia quelle attualmente disponibili che quelle a differenti stadi di sviluppo o commercializzazione) si muovano più rapidamente di quanto previsto da Eni, ciò potrebbe incidere sostanzialmente sulle prospettive di crescita, sui risultati operativi, sul cash flow e sui ritorni per gli azionisti.

Le incertezze del mercato e l'estensione degli orizzonti temporali rendono complessa la previsione dei prezzi degli idrocarburi a lungo termine. Tale previsione rappresenta un'assunzione critica ai fini della valutazione di recuperabilità degli investimenti Oil & Gas iscritti nel bilancio consolidato. La variabilità delle assunzioni di prezzo può determinare ampie oscillazioni dei valori equi degli investimenti, con impatti potenzialmente significativi sul bilancio consolidato. Ai fini dell'apprezzamento di tale rischio, la Direzione ha verificato mediante analisi di sensitività (c.d. "stress test") la tenuta dei valori contabili degli attivi Oil & Gas ad assunzioni di prezzo alternative rispetto allo scenario base adottato per i processi di pianificazione e controllo aziendali ("base case"). Tra gli scenari considerati sono inclusi la curva dei prezzi dello scenario IEA Net Zero 2050 (integrata dalle previsioni Eni per gli anni non coperti dall'IEA) e il c.d. "haircut del 10%". Gli stress test eseguiti nel bilancio 2024 prevedono di modificare solo le variabili prezzo/costo della $CO_2$, mantenendo invariate le altre assunzioni (profili, investimenti e costi operativi). Nonostante questi limiti, i risultati nel complesso confermano la recuperabilità dei valori di bilancio (si rinvia alla nota integrativa n. 15 del bilancio consolidato).

**Tecnologico:** nel medio-lungo termine, ma anche nel breve termine, diverse tecnologie finalizzate a costruire un modello di consumo energetico lower carbon potrebbero raggiungere la fase commerciale, ad esempio, nella mobilità elettrica, nello stoccaggio di energia da fonti rinnovabili, e nello sviluppo di nuovi vettori energetici. Per tale motivo, l'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione delle società Oil & Gas.

Eni è attiva nella ricerca e nello sviluppo di nuove tecnologie e vettori energetici volti a trasformare il proprio portfolio. Tra le iniziative intraprese da Eni figurano la cattura e stoccaggio della $CO_2$, la produzione/trasporto di idrogeno, e la fusione a confinamento magnetico. Tuttavia, il mancato presidio di tecnologie che si riveleranno essenziali per la transizione energetica e, d'altra parte, il fallimento o il ritardo nello sviluppo delle tecnologie in cui Eni investe potrebbe comportare rischi finanziari significativi.

**Fisici:** diversi studi della comunità scientifica hanno associato l'aumento della frequenza di fenomeni meteoclimatici acuti e il verificarsi di eventi cronici alla influenza del cambiamento climatico. Gli eventi metereologici estremi, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani e scioglimento dei ghiacciai perenni, hanno un impatto sull'economia e sulla vita della comunità. Questi eventi possono anche comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdite finanziarie, riduzione di cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura.

In risposta a queste tendenze emergenti, Eni individua azioni di trattamento e monitora la resilienza del portafoglio agli scenari di transizione o ai possibili eventi fisici (per approfondimenti si veda "Obiettivi, Principali Rischi e azioni di trattamento", "Nota15 del Bilancio" e "Il processo di Asset Integrity").

## RISCHI CONNESSI AL CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati economici e i flussi di cassa previsti dal Gruppo nel 2025 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale e all'incertezza connessa al complesso quadro geopolitico in relazione al protrarsi della guerra in Ucraina, alle crescenti tensioni in Medio Oriente e alle controversie commerciali tra Stati Uniti, Europa e Cina, che possono innescare nuovi shock globali. La persistenza di rischi sistemici e di incertezza e volatilità nei mercati finanziari ed energetici 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. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, i flussi 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 società del Gruppo Gazprom. Nel 2024, analogamente a quanto avvenuto nel 2023, Eni non ha effettuato prelievi di gas naturale da Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (occorre risalire al 2022 per registrare volumi significativi di gas naturale di provenienza russa nel portafoglio Eni, che in quell'anno avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo per il 2024 avevano scontato il possibile scenario di zero forniture dalla Russia per il mercato EU, dimensionando coerentemente gli impegni di vendita. Il management assume che le forniture di gas naturale dalla Russia saranno pressoché nulle anche nei prossimi anni. Per far fronte a questa situazione, il Gruppo attraverso varie iniziative commerciali, quali ad esempio l'utilizzo delle flessibilità contrattuali per aumentare i prelievi da altre geografie e l'aumento delle produzioni con la prossima entrata in esercizio/a regime di progetti GNL e con azioni a sostegno della produzione nazionale, ha adattato il portafoglio di forniture e sarà in grado nel medio termine di aumentare progressivamente le vendite una volta assicurata la copertura delle esigenze di approvvigionamento interne (in particolare il feedgas per le centrali termiche di Gruppo) e i volumi per il settore retail gas gestito da Plenitude. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

## RISCHIO MERCATO, RISCHIO CREDITO, RISCHIO LIQUIDITÀ

Eni è esposta ai rischi di fluttuazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio dell'euro con le principali valute, in particolare il dollaro statunitense, e dei tassi di interesse che potrebbero comportare una diminuzione del valore di bilancio delle attività o un incremento delle passività o un impatto negativo sui cash flow attesi. Tali esposizioni sono normalmente gestite dal Gruppo tramite l'utilizzo di strumenti derivati, ad eccezione delle esposizioni strategiche relative alle produzioni delle riserve di idrocarburi, ai margini di raffinazione e a una quota dei volumi di gas naturale approvvigionati dai contratti long-term venduti al mercato grossista, salvo particolari situazioni di mercato, nonché l'esposizione al dollaro USA relativa alla conversione in euro dei bilanci delle società del settore E&P che hanno il dollaro come valuta funzionale. Con riguardo a quest'ultima, l'analisi di sensitività per l'anno 2025 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,3 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2025 pari a un cambio euro/dollaro di 1,05.

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.

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dall'inadempienza delle controparti di pagare gli importi dovuti a Eni alla scadenza contrattuale in relazione alle forniture di prodotti o servizi 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. Per maggiori informazioni sul rischio mercato si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale (nota n. 28 Garanzie Impegni e Rischi).

## RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2024, circa l'83% 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, rispetto all'area OCSE, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica e anche del quadro normativo e legale. Tale instabilità e incertezza può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture e altre forme di disordine civile e fenomeni similari 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 adottate 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 al rischio Paese in Libia, Venezuela ed Egitto.

Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, la situazione di maggiore stabilità interna ha consentito un sostanziale svolgimento delle attività estrattive nel 2024, nonché il progredire dei diversi progetti di sviluppo sanzionati nel 2023. La produzione Eni in Libia nell'esercizio è stata di 176 mila boe/giorno, pari a circa il 10% della produzione complessiva della Società. A fine 2024 sono state inoltre riavviate le attività di esplorazione con la perforazione iniziata a fine anno nell'Area B nel bacino del Ghadames.
L'attuale contesto in Medio Oriente ha compromesso la crescita economica e ridotto le disponibilità finanziarie dell'Egitto, riducendo il grado di solvibilità delle Compagnie di Stato che acquistano la quota equity delle produzioni delle società petrolifere internazionali. Tuttavia, nel corso del 2024, importanti interventi di investimento estero ed aiuti da parte di istituzioni internazionali, associati ad un programma di riforme economiche, hanno portato ad un graduale miglioramento della capacità di soddisfare gli impegni verso le società internazionali. Questo ha consentito ad Eni di concordare con le compagnie di Stato, a giugno 2024, un piano di rientro dello scaduto e di incassare sostanzialmente i crediti maturati nell'anno.

Il Venezuela versa da alcuni anni in una crisi economica e finanziaria per l'impossibilità di esportare petrolio a causa delle sanzioni USA volte a colpire la principale fonte di entrate 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 giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, a causa dello stato d'insolvenza della società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") alla quale è venduta l'intera produzione di gas naturale del progetto. 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. Alla data di bilancio, l'esposizione creditoria Eni verso PDVSA ammonta a circa €2,1 miliardi (€0,8 miliardi al netto del fondo svalutazione). Nel corso del 2024, grazie alla temporanea sospensione delle sanzioni accordata dagli USA, è stato possibile compensare una parte dei crediti maturati nel semestre con carichi di greggio di proprietà PDVSA fino a circa il 45% degli ammontari maturati nel periodo. L'esposizione verso il Venezuela rimane un fattore di rischio nel breve-medio termine.

Per quanto riguarda la Nigeria, il completamento del processo di vendita delle attività operate da Eni nell'onshore del Paese (licenze produttive OML 60/61/62/63) al partner privato locale, nell'ambito della strategia di upgrading e di ribilanciamento del portafoglio upstream, consente di limitare l'esposizione a un contesto operativo complesso e sfavorevole (furti di petrolio, danneggiamenti, oil spill, interruzioni delle attività) e ai rischi di perdite su crediti in relazione alle difficoltà finanziarie e alle contestazioni dei coventurer (tra cui anche la compagnia di Stato) nell'assicurare i fondi per lo sviluppo della produzione, che avevano penalizzato per anni la redditività delle attività Eni.

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 del Gruppo.

## RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

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 imprevisti, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono legati 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 causare danni alle persone, all'ambiente e alle proprietà di proporzioni anche rilevanti come nel caso di esplosioni,

incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nel suolo, nelle falde e nell'ambiente acquatico, emissioni nocive e altre similari avverse conseguenze. Vi sono rischi che tali eventi possano assumere proporzioni catastrofiche per l'ambiente, la sicurezza delle persone e la proprietà, come nel caso dell'incidente petrolifero del pozzo Macondo occorso nel 2010 nel Golfo del Messico a una compagnia petrolifera internazionale.

Tali rischi sono influenzati dalle caratteristiche 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. 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.

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 a diversi 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 giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Nel giugno 2024, in relazione alle passività ambientali relative ai siti italiani oggetto di conferimento nel 1989 da un operatore italiano a Eni, le due parti hanno definito i termini di una transazione che riconosce il principio della condivisione al 50% dei costi delle attività di bonifica e ripristino ambientale. Tale accordo riguarda sia i costi sostenuti da Eni per le operazioni di bonifica sin qui condotte in relazione alla dismissione/chiusura di gran parte di quelle attività o in relazione ai livelli d'inquinamento accertati a seguito di caratterizzazioni ambientali nei siti ancora operativi, sia i costi futuri che il Gruppo prevede di sostenere in relazione alle obbligazioni costruttive o legali esistenti alla data della situazione contabile al 30 giugno i cui relativi costi sono stati accantonati in bilancio. Tale accordo ha comportato un beneficio per Eni di circa €0,8 miliardi e consente di de-rischiare in modo significativo le potenziali passività associate alle operazioni di bonifica in corso presso i siti italiani oggetto dell'accordo che costituiscono la gran parte dei siti a rischio ambientale di Eni in Italia.

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.

## 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, la cui incidenza sull'utile ante imposte tende a essere più elevata rispetto alle 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 Eni tradurre l'aumento dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Sfavorevoli variazioni dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle attività Oil & Gas comporterebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa.

Il più recente provvedimento fiscale relativo al settore Oil & Gas è stata la legge di bilancio 2023 dello Stato italiano che ha introdotto a carico delle imprese del settore energetico un contributo solidaristico da versare nel 2023, calcolato applicando un'aliquota del 50% all'imponibile IRES 2022 che eccede l'ammontare pari al 110% dell'imponibile medio registrato nei quattro anni precedenti. La base imponibile comprende anche la distribuzione di riserve in sospensione d'imposta, la cui inclusione è contestata da Eni perché ritenute estranee ai profitti connessi allo scenario energetico 2022. Il relativo debito d'imposta pari a €454 milioni stanziato nel bilancio 2023 è stato versato nel corso del 2024.

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 potrebbero determinare 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 competitività della compagnia in tale 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 caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi, che possono aumentare per effetto di una ripresa macroeconomica più debole del previsto o in relazione all'evoluzione dei conflitti tra Russia e Ucraina e in Medio Oriente, il Gruppo potrebbe non essere in grado di mantenere i volumi e i margini di vendita.

## 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 richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e di insufficienti ritorni del capitale per l'esposizione alla volatilità dei prezzi, nonché a rilevanti rischi operativi in funzione della natura delle operazioni.

### Rischi economici

Il rischio minerario è rappresentato dall'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche o insufficienti a giustificare il completamento dei pozzi esplorativi come produttori. Nelle attività di sviluppo il rischio minerario è dovuto alla possibile sotto performance dei reservoir e al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi sono caratterizzati da lunghi tempi di realizzazione e di pay-back e dall'elevata esposizione finanziaria nella fase di costruzione/commissioning, che li espone al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di aumenti non pianificati dei costi d'investimento/operativi, di possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità dei prezzi degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto alle assunzioni sottostanti la decisione 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 possessori delle riserve. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni potrebbe influenzare in maniera negativa le prospettive di crescita del Gruppo, i 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/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 realizzazione: 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, talora 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 dall'inizio della produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, limitati dati per la progettazione, ritardi nel recupero di costi investimenti per difficoltà della first party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'ambiente circostante sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, 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. L'industria è esposta ai rischi di strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica, ridotta disponibilità di yard di costruzione, nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, come si è verificato negli ultimi anni in relazione alla pressione inflazionistica in tutti i settori produttivi a partire dalle materie prime. Per il 2025 è prevedibile un allentamento della pressione inflazionistica per alcuni beni; tuttavia, le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attesi rimanere su elevati livelli a causa della disciplina finanziaria adottata dal settore dei servizi all'industria in risposta alla contrazione degli investimenti da parte del settore petrolifero durante i recenti downturn e al mantenimento di un approccio selettivo al capital budget. Pertanto, le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi.

## 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 e ai futuri costi operativi/di sviluppo. 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 assunzioni sui futuri 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 dal meccanismo di attribuzione previsto dai "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 dell'Emittente, 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 significative revisioni negative di stima delle riserve certe per il fatto che esse potrebbero diventare non economiche al variare dei fattori suddetti, determinando un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

## Rischi operativi

L'attività di ricerca, sviluppo ed estrazione degli idrocarburi è esposta a specifici rischi operativi in relazione alla natura dei prodotti idrocarburi (infiammabilità, instabilità, tossicità, ecc.), alle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e alla tipologia delle operazioni necessarie all'estrazione ed al trattamento dei prodotti. Sono rischi di pericoli e possibili eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali esplosioni con rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale dai pozzi incidentati (c.d. "blowout"), contaminazioni, malfunzionamenti delle apparecchiature con conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, incendi di pozzi, piattaforme o unità galleggianti di produzione, collisioni marine e altri eventi similari 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 a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2024 la

produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 70%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo adotta tecnologie, procedure e best practices internazionali al fine di mantenere elevati standard operativi dei propri impianti ed 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 ripristino dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, un evento dannoso di ampie proporzioni o catastrofico, quale fu l'esplosione del pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010 operato da una grande compagnia petrolifera internazionale, sarebbe coperto solo in minima parte 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 competitivo

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, inoltre deve essere in grado di sviluppare e applicare nuove tecnologie sostenibili 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 di dimensioni rilevanti o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Il Gruppo 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.

## RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI DI ENERGIA ALTERNATIVE E RINNOVABILI

Il Gruppo è attivo nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'ambito della strategia di diversificazione e trasformazione del modello di business per ridurre l'esposizione del portafoglio al settore degli idrocarburi.

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, dei servizi per la realizzazione delle opere civili e per l'installazione e l'interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Il settore ha registrato in passato incrementi, anche repentini, dei costi di alcune materie prime, della componentistica e dei servizi, nonché strozzature e ritardi nella catena di approvvigionamento con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. 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.

Inoltre, 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 trasmissione e 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, 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, 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, sia degli impianti di generazione sia delle reti elettriche alle quali gli stessi sono connessi, 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 suddetti impianti, 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, fenomeni climatici estremi, sabotaggi e altri eventi straordinari similari. 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.

Il rendimento degli impianti di energia rinnovabile varia in funzione delle condizioni climatiche. 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.

## RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Nel 2024 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito dei programmi di sanzioni economiche e finanziarie adottate da USA, EU e UK nei confronti di determinati Paesi. Il Gruppo è esposto attualmente a questo tipo di rischio esclusivamente per le attività condotte in Venezuela e Russia, come descritto nei paragrafi precedenti.

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 AL MERCATO GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas prevalentemente in ambito europeo e nel mercato del GNL a livello globale. I risultati di tale business sono influenzati dalle dinamiche globali e regionali della domanda e dell'offerta di gas naturale e dal conseguente contesto competitivo. L'attuale fase di mercato è caratterizzata su scala globale dalla persistenza di un equilibrio instabile a fronte di consumi in ripresa e crescita del supply in rallentamento rispetto alle aspettative. Nel 2024 i prezzi si sono attestati su una media inferiore al 2023, pur registrando trend di crescita in risposta all'instabilità del contesto geopolitico e all'indisponibilità temporanea di alcuni impianti.

Il settore GGP è esposto ai rischi dovuti alla rilevante presenza nel portafoglio di approvvigionamento di contratti long-term con clausola take-or-pay. 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 e intende stipulare in futuro 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 a significativi rischi finanziari nel caso in cui, a causa di un eventuale eccesso di offerta i prezzi di mercato non fossero remunerativi rispetto alla quota di minimum take non coperta da contratti di vendita e attività di risk management, facendo scattare l'applicazione della clausola. 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. 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. 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.

## RISCHI CONNESSI A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrali 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 verifichino 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 in misura significativa dai sistemi informatici, inclusi quelli di terze parti, che supportano in maniera pervasiva tutti i processi aziendali. I suddetti sistemi sono esposti al rischio di malfunzionamenti, virus, accessi non autorizzati, sottrazione di informazioni sensibili che possono causare danni operativi, economici e reputazionali.

Nello specifico il rischio legato alla cyber security è considerato elevato in quanto:

- Eni è un obiettivo particolarmente appetibile per i cyber criminali in ragione del settore in cui opera e del contesto geopolitico attuale (ad es. conflitto Russia-Ucraina);
- gli attacchi informatici, attuati anche mediante l'utilizzo dell'intelligenza artificiale, sono in costante aumento (ad esempio spear phishing, malware, deep fake ecc.).

Per Eni quindi la gestione dei rischi di cyber security risulta essere prioritaria ed ha come obiettivo la protezione dei sistemi informatici, reti, software e dati garantendo la riservatezza, l'integrità e la disponibilità delle informazioni, in particolare:

- Riservatezza: assicurare che le informazioni siano protette da accessi non autorizzati. La diffusione di informazioni riservate o una violazione di informazioni sensibili di dipendenti e clienti potrebbe causare danni reputazionali ed economici al gruppo oltre a gravi ripercussioni legali (ad es. sanzioni), dovute al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- Integrità: assicurare che le informazioni non siano soggette a modifiche e/o cancellazioni non autorizzate. La compromissione della qualità delle informazioni aziendali può avere conseguenze di vasta portata su vari aspetti dell'operatività e della sostenibilità aziendale oltre a causare potenziali danni reputazionali ed economici al Gruppo;
- Disponibilità: assicurare che le informazioni e i servizi siano sempre disponibili e accessibili ai soggetti autorizzati. La indisponibilità dei sistemi potrebbe avere un impatto significativo sul business, in particolare se coinvolge i sistemi business critical. In generale, malfunzionamenti dei sistemi informatici potrebbero rallentare la produzione o i piani di digitalizzazione e ostacolare l'innovazione tecnologica aumentando i costi dei progetti digitali e riducendo i benefici attesi.

## 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 attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Tra l'altro ARERA 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.

Fino al 31.12.2023, i clienti che avevano diritto al servizio di tutela gas erano 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 (c.d. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (c.d. D.L. Mil-

leproroghe) – 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 di euro; 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 microimprese 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 (≤ 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 erogazione 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, nel corso degli anni 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 generalizzate 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.

Dal 1° gennaio 2024, i clienti domestici non vulnerabili, precedentemente serviti in tutela gas, e che non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero, vedono applicarsi l'offerta PLACET definita ad hoc dagli operatori per tali clienti.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il Decreto legge n. 181 del 9 dicembre 2023, che reca disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, ha posticipato lo svolgimento delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili al 10 gennaio 2024 (prima previste in data 11 dicembre 2023). Di conseguenza, l'ARERA con Delibera 600/2023/R/eel, ha differito al 1° luglio 2024 l'attivazione del servizio a tutele graduali in esito all'asta a turno unico svoltasi il 10 gennaio e ridotto a 2 anni e 9 mesi la durata del servizio di tutela graduale, il cui termine rimane fissato al 31 marzo 2027 per legge.

Inoltre, il D.L. 181/23 ha modificato, altresì, il contenuto della clausola sociale prevedendo l'obbligo, per i soli esercenti il servizio di maggior tutela, di continuare ad utilizzare i servizi di contact center prestati da soggetti terzi sino alla conclusione delle procedure competitive o fino alla scadenza dei contratti in essere se antecedente a tale data.

La pubblicazione degli esiti della procedura di gara è avvenuta il 6 febbraio 2024. Plenitude non risulta aggiudicataria di nessuna delle aree. Sarà fondamentale che vengano adeguatamente monitorate le modalità con cui i vincitori gestiranno i clienti per evitare pratiche scorrette.

Da ultimo, la Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023 (L. 193/2024, art. 24) ha previsto che i clienti domestici vulnerabili

(di cui all'articolo 11, comma 1, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210) abbiano la facoltà di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali (di cui alla delibera ARERA n. 362/2023/R/eel del 3 agosto 2023), fornito dall'operatore aggiudicatario dell'area ove è situato il punto di consegna interessato. In data 22 gennaio 2025, ARERA ha pubblicato la delibera 10/2025/R/eel stabilendo le modalità di attuazione, ivi comprese quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale. La facoltà riguarda tutti i clienti aventi i requisiti di vulnerabilità, anche se serviti sul mercato libero.

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 GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. I criteri di regolazione del trasporto sono stati ridefiniti per il quadriennio 2024-2027 in Paesi quali Italia, Francia e Belgio, ma la ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto, a scadenze pluriennali prestabilite, come anche la puntuale definizione su base annuale dei relativi valori tariffari applicabili, è un elemento che accomuna tutti i Paesi europei e che anche in futuro potrà determinare impatti sui costi logistici. Modifiche di regole e di livelli tariffari possono riguardare anche il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche potenziali opportunità per il business.
Inoltre, lo scenario di crisi energetica concretizzatosi nel 2022 ha indirizzato i legislatori, a livello europeo e di singoli Paesi, verso evoluzioni – seppur in taluni casi 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 o migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi sulle traiettorie di riempimento degli stoccaggi, possibili obblighi di riduzione dei consumi finali).
Superata la crisi energetica, nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere ancora sostenuta dalle politiche orientate al phase-out del carbone nella generazione elettrica, in vista degli obiettivi di decarbonizzazione. D'altra parte, con l'implementazione progressiva del Green Deal europeo e dei relativi ambiziosi interventi normativi finalizzati alla decarbonizzazione, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas sarà interessata da modifiche potenzialmente rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che accompagneranno l'evoluzione delle normative europee, nel 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 Eni, dopo l'autorizzazione da parte del MASE con Decreto del 9 maggio 2024, Terna ha pubblicato la Disciplina delle aste del mercato della capacità elettrica (c.d. "Capacity Market") per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028. Per l'anno 2025 e 2026 le procedure concorsuali si sono svolte il 25 luglio e il 18 dicembre 2024 ed Eni è risultata assegnataria di capacità per gli impianti esistenti con un premio pari a 45.000 €/MW per l'anno 2025 e 46.000 €/MW per l'anno 2026. Per l'anno 2027 l'asta si terrà il 26 febbraio 2025 mentre per il 2028 non è ancora nota la data perché dovrà prima essere fissata la data per l'asta del mercato centralizzato degli accumuli, il c.d. MACSE. Per le aste relative agli anni precedenti (2022, 2023 e 2024) sono stati ritirati i contenziosi ricorsi presentati da alcuni operatori presso il TAR e Tribunale Europeo per cui è venuto meno il rischio di annullamento delle aste relative a questi anni. Quanto alle aste relative agli anni successivi, alcuni operatori hanno presentato nuovi ricorsi chiedendo anche, tra l'altro, l'annullamento degli esiti dell'asta 2025 e la sospensione e l'annullamento degli esiti dell'asta 2026.
Rispetto ai premi riconosciuti alla capacità esistenti nelle ultime aste che si sono tenute per la consegna al 2024, è possibile che le aste future porteranno ad una riduzione del premio riconosciuto ai soggetti partecipanti per effetto di una maggior concorrenza in fase d'asta dovuta alla riduzione da parte di Terna del fabbisogno di adeguatezza per tenere conto della nuova capacità approvvigionata dalle precedenti aste del Capacity Market e dell'ingresso di nuovi impianti da fonti rinnovabili e, per l'anno 2028, per un'ulteriore significativa riduzione del fabbisogno per tener conto del contributo degli stoccaggi contrattualizzati con il meccanismo MACSE. Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, 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: i prezzi negativi e la riforma del Mercato Infragiornaliero introdotti nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che del dispacciamento, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento. Si segnala inoltre la possibile riduzione dei ricavi nel Mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") per effetto degli incentivi riconosciuti da ARERA a Terna per la riduzione dei costi di MSD e per l'ingresso di nuove risorse nel mercato (es. sistemi di accumulo da MACSE).
Per quanto riguarda la regolamentazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non programmabili, quali vento per la tecnologia eolica e sole per la tecnologia fotovoltaica), molti sono i temi in discussione che potrebbero rappresentare fattori di rischio per il settore.
Il principale fattore di rischio per lo sviluppo delle rinnovabili Eni rimane la complessità degli iter autorizzativi.

## 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 del Gruppo.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività, con particolare con riferimento ai mercati finali in cui il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, il Gruppo gestisce 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 dell'Emittente 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.

Nonostante i controlli in essere, il Gruppo è esposto 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) o a causa di attacchi cyber.

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 ANTICORRUZIONE VIGENTI NEI PAESI IN CUI IL GRUPPO SVOLGE LA PROPRIA ATTIVITÀ

Eni, operando in diversi Paesi del mondo, è tenuta 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 die 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 anticorruzione 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.

# Rendicontazione di Sostenibilità

LEGENDA

- Link alla Relazione sulla Gestione e al Bilancio consolidato
- Link interni alla Rendicontazione di Sostenibilità
- Link esterni

**Informazioni generali** **140**
La sostenibilità per Eni 140
Criteri per la redazione 140
Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità 141
Statement on due diligence 147
Il sistema normativo 148
Attività di stakeholder engagement 149
Principali categorie di stakeholder coinvolti e modalità di engagement 150
**Cambiamento climatico** **152**
**Ambiente e sistema di gestione Eni** **168**
Inquinamento 169
Gestione delle risorse idriche 174
Biodiversità 177
Uso delle risorse ed economia circolare 181
**Tassonomia europea** **184**
**I diritti umani per Eni** **186**
Forza lavoro di Eni 189
Salute & sicurezza 196
Lavoratori nella catena del valore di Eni 201
Comunità locali 205
Clienti e consumatori di Eni 211
**Business conduct** **215**
**Principi e criteri metodologici** **224**
Introduzione 224
Politiche: Codice Etico e sistema normativo 225
Metriche: metodologie di riferimento 227
Allegati alla Tassonomia europea 236
**Content index** **257**

# Informazioni generali

## LA SOSTENIBILITÀ PER ENI

La mission di Eni conferma l'impegno per una Just Transition come sfida strategica del settore energetico attraverso il bilanciamento tra la necessità di contribuire all'accesso universale all'energia, a fronte di un continuo aumento della popolazione mondiale e l'urgenza di contrastare il cambiamento climatico attraverso un mix energetico più sostenibile e una transizione socialmente equa. Nel riconoscere gli obiettivi della COP 21 Eni ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che traguarda la Neutralità carbonica al 2050. La transizione energetica è una transizione anche tecnologica, che richiede capacità industriale, innovazione e collaborazione per migliorare le opportunità per le persone. In questo contesto, anche grazie al coinvolgimento degli stakeholder, Eni si impegna ad agire responsabilmente e a prevenire e minimizzare i potenziali impatti negativi sociali e ambientali su lavoratori, comunità, consumatori e fornitori che possono essere collegati alle attività tradizionali e alla transizione energetica. Nelle sue attività, Eni promuove una cultura della salute e sicurezza sul lavoro, mirata alla prevenzione dei rischi e alla protezione delle persone, inclusi dipendenti e contrattisti, e dei propri asset. Parallelamente, Eni assume un ruolo attivo nella valorizzazione del capitale umano, nel promuoverne il benessere, nella tutela dell'ambiente e nel rispetto dei diritti umani. Inoltre, Eni si impegna ad operare in maniera trasparente, contrastando i fenomeni corruttivi e collabora con i propri partner, inclusi fornitori e clienti, accompagnandoli nel percorso di sviluppo sostenibile. Infine, per contribuire al raggiungimento degli "Obiettivi di sviluppo sostenibile" delle Nazioni Unite e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nell'implementazione di progetti di sviluppo locale anche grazie ad alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo. Questi impegni sono sottolineati dall'integrazione nella mission aziendale degli SDG, ai quali Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa prescindere da essi. Tale approccio è confermato anche dall'applicazione, dal 1° gennaio 2021, del Codice di Corporate Governance 2020 che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo guida per l'azione dell'organo di amministrazione; anche il ▶ Modello di business dell'azienda incorpora questi principi di sostenibilità.

## CRITERI PER LA REDAZIONE

La Rendicontazione consolidata di Sostenibilità 2024 di Eni (di seguito Rendicontazione di Sostenibilità o RdS) è redatta in conformità al D.Lgs. 125/2024 e agli European Sustainability Reporting Standards (ESRS) includendo gli obblighi informativi previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 (Tassonomia Europea). Il documento è articolato secondo i temi degli standard, suddivisi nelle tre aree: ambientale, sociale e di governance; per evitare duplicazioni, la RdS rinvia ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione per tematiche già trattate o per ulteriori approfondimenti (come riportato nella tabella di seguito e nel Content Index, che include la lista di tutti i datapoint, i relativi cross-reference, l'adozione di misure transitorie, c.d. phase-in, e le informazioni derivanti da altre leggi EU). In particolare, all'interno della ▶ Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi e impatti, con le relative azioni di trattamento. La RdS, redatta su base consolidata, è approvata dal CdA ed è soggetta a revisione limitata. Per ulteriori dettagli sulle modalità di redazione (area di consolidamento, metodologie di calcolo degli indicatori, glossario ecc.) si rimanda alla sezione Principi e criteri metodologici, in calce al documento.

### TABELLA DI RACCORDO PER LE SEZIONI IN CROSS REFERENCE

| RICHIESTE DEGLI STANDARD ESRS | RIFERIMENTO |
|---|---|
| Modello di gestione aziendale, governance e remunerazione | ▶ Relazione sulla Gestione/Governance |
| Modello di business, strategia e Value chain | ▶ Relazione sulla Gestione/Attività, Modello di Business e Strategia |
| Dichiarazione di due diligence | Rendicontazione di Sostenibilità |
| Sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità | ▶ Relazione sulla Gestione |
| Attività di stakeholder engagement | Rendicontazione di Sostenibilità |
| Modello di gestione dei rischi | ▶ Relazione sulla Gestione/Risk Management Integrato |
| Analisi di materialità e IRO materiali | Rendicontazione di Sostenibilità |
| Standard tematici e Tassonomia | Rendicontazione di Sostenibilità |
| Principi e criteri metodologici | Rendicontazione di Sostenibilità |
| Content Index | Rendicontazione di Sostenibilità |

## PROCESSO E RISULTATI DELL'ANALISI DI DOPPIA MATERIALITÀ

L'analisi di materialità 2024, volta all'identificazione dei temi di sostenibilità che sono più rilevanti per Eni e per i propri stakeholder, è stata aggiornata sulla base degli standard ESRS per includere le due prospettive della doppia rilevanza, attraverso: (i) l'identificazione degli impatti più significativi – positivi e negativi, effettivi e potenziali – generati dall'organizzazione su ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani (c.d. prospettiva di "materialità d'impatto" o prospettiva "inside-out"); (ii) l'identificazione dei rischi e delle opportunità derivanti dai temi di sostenibilità che possono influenzare significativamente lo sviluppo, la performance e la situazione finanziaria dell'azienda, con ripercussioni nel breve, medio o lungo periodo (c.d. prospettiva di "materialità finanziaria" o prospettiva "outside-in"). Il processo di materialità di Eni ha previsto le seguenti fasi:

- **Identificazione della lista dei temi potenzialmente rilevanti connessi alle attività di Eni e alla propria catena del valore[1], a monte e a valle**, con un approccio top-down che ha tenuto in considerazione gli obiettivi aziendali, i riscontri forniti da analisi di benchmark e di contesto[2], gli aspetti previsti dagli standard ESRS e dagli standard GRI di settore, nonché i risultati del processo di due diligence sui diritti umani ed in particolare l'aggiornamento della mappatura dei c.d. salient human rights issue[3] di Eni (si veda I diritti umani per Eni), oltre all'analisi di materialità di Eni e delle società controllate dell'anno precedente. Inoltre, per tenere conto degli interessi degli stakeholder, sono state considerate le tematiche prioritarie segnalate dalle funzioni che si interfacciano con le diverse categorie di stakeholder durante l'anno (si veda Attività di stakeholder engagement).

- **Identificazione di impatti, rischi e opportunità (IRO) associati ai temi potenzialmente rilevanti.** Per gli impatti sono state analizzate fonti pubbliche[4] e coinvolti i responsabili interni, che, grazie alla loro esperienza sui temi di competenza, hanno identificato gli impatti rispetto alle attività dell'azienda, considerando eventuali aspetti rilevanti per la catena del valore, nonché attività specifiche nelle diverse aree di business, e aree geografiche ad alto rischio di impatti negativi. Il processo di identificazione dei rischi associati ai temi potenzialmente rilevanti si avvale del più ampio processo di Integrated Risk Assessment, (si veda ▶ Risk Management Integrato) nel quale i rischi sono identificati, analizzati e misurati in relazione al raggiungimento dei principali obiettivi di Eni. Gli esiti dell'assessment includono anche rischi riconducibili a temi ESG tra cui i rischi derivanti dalle dipendenze da risorse naturali, umane, sociali e i rischi connessi ad impatti sull'ambiente e sulle persone. Le opportunità sono state individuate con riferimento al Piano Strategico, identificando quindi iniziative effettivamente perseguite dall'azienda.

- **Definizione del Modello di valutazione degli impatti, rischi e opportunità (IRO)**, nel quale, secondo quanto previsto dagli standard ESRS e dalla Linea Guida EFRAG sulla materialità, sono state identificate delle scale di valutazione. Tali driver sono stati definiti: (i) per la materialità d'impatto, in termini di significatività, espressa come combinazione delle valutazioni assegnate a entità, portata e natura irrimediabile (quest'ultima per gli impatti negativi) di ciascun impatto, e alla probabilità di accadimento[5] (ii) per la materialità finanziaria, in linea con il modello di Risk Management Integrato, la valutazione dei rischi è ottenuta combinando la probabilità dei rischi con la magnitudo degli effetti, misurata sulla base di metriche quantitative e qualitative (ad esempio, rispettivamente, economico-finanziarie, basate sulla riduzione di cash flow operativo o utile netto, e reputazionali, basate sulla durata dell'effetto e sugli stakeholder coinvolti).

(1) Per maggiori dettagli relativi alla catena del valore di Eni, si veda la sezione ▶ Attività.
(2) Con riferimento all'analisi relativa alla value chain, si veda la sezione Value chain e principali impatti.
(3) La presente analisi di materialità, limitatamente ai temi sociali, è redatta sulla base delle attività di mappatura dei c.d. salient human rights issues, e quindi comprende gli impatti negativi potenziali relativi ai temi considerati maggiormente significativi in materia di diritti umani (si veda I diritti umani per Eni), in linea con quanto previsto dagli strumenti internazionali di riferimento; la rappresentazione degli impatti effettivamente verificati nell'anno di rendicontazione ha luogo nelle sezioni "Azioni", all'interno dei diversi capitoli tematici sociali.
(4) Ad esempio, ENCORE (piattaforma che, a seconda del settore di appartenenza, contribuisce nell'identificazione di impatti, rischi e dipendenze relative all'ambiente) e le pubblicazioni del WBCSD per il settore Oil & Gas per gli impatti ambientali e i Tool di UNEP per gli impatti sociali.
(5) La probabilità degli impatti attuali non è stata valutata, in quanto l'impatto si è realizzato.

Per entrambe le prospettive, il modello prevede valutazioni di probabilità secondo una scala da 1 a 5 e valutazioni di significatività (materialità d'impatto) e di magnitudo (materialità finanziaria) secondo scale da 1 a 5. Per le opportunità, la verifica della rilevanza è operata considerando la combinazione tra la valutazione di probabilità e la rilevanza, quest'ultima valutata mediante una scala qualitativa (definita da due livelli di rilevanza) e una quantitativa basata su livello di Capex e Opex. Relativamente alla probabilità di accadimento, si utilizza una scala bidimensionale, il cui livello più alto è associato ad opportunità inserite nel piano strategico quadriennale. L'impatto negativo legato al cambiamento climatico è stato comunque considerato rilevante sulla base del consenso scientifico riconosciuto.

- **Valutazione della significatività degli IRO**. Per la materialità d'impatto la valutazione è stata effettuata dalle funzioni aziendali competenti a livello centrale tramite una piattaforma informatica[6] che traccia il processo di valutazione. A seguire sono state coinvolte alcune principali società controllate per identificare e valutare eventuali impatti aggiuntivi specifici della loro attività/settore[7]. Sulla base delle valutazioni complessive, sono stati selezionati come materiali quegli impatti che, sulla base di una matrice bidimensionale che considera probabilità e rilevanza, hanno superato la soglia di materialità definita internamente (corrispondenti ai Tier 1 e 2 su un totale di 3). Per la materialità finanziaria, i rischi sono valutati in termini di probabilità e magnitudo degli effetti e rappresentati in una matrice che distingue tre aree (Tier 1, 2, 3 in ordine decrescente di rilevanza): i rischi che si trovano in Tier 1 e Tier 2 sono i principali rischi di Eni o Top Risk (si veda per maggiori dettagli il capitolo ▶ Risk Management Integrato). Tutti i Top Risk associati ai temi potenzialmente rilevanti sono considerati rischi materiali ai fini della Financial Materiality. Le valutazioni si basano su dati e assunzioni che variano a seconda della natura del rischio e che valorizzano, ove disponibili e in base alla loro significatività, sia serie storiche degli eventi accaduti, sia stime prospettiche definite anche con il supporto di funzioni specialistiche (es. previsioni di scenari di mercato). L'ambito delle attività di valutazione dei rischi è determinato applicando specifici criteri quali-quantitativi per la selezione delle società controllate rientranti nel processo di assessment, al fine di garantire adeguati livelli di copertura degli obiettivi aziendali. La valutazione delle opportunità è un processo integrato che, oltre alle funzioni Sostenibilità e Risk Management Integrato, prevede il coinvolgimento delle strutture di Pianificazione Strategica in relazione alla coerenza con le previsioni dei piani aziendali e con le effettive iniziative attuate o programmate. Sulla base della valutazione effettuata di rilevanza strategica ed economica, sono state considerate solo le opportunità che ricadono nel Tier 1.

- **Confronto sui risultati della materialità d'impatto emersi a valle della valutazione condotta dai referenti attraverso il coinvolgimento diretto, con incontri mirati di esperti**, delle tematiche oggetto di valutazione e/o della CSRD, quali ad esempio organizzazioni internazionali impegnate sulle tematiche di sostenibilità, società di revisione/consulenza, istituzioni finanziarie.

- **Definizione della lista di IRO rilevanti e calibrazione dei risultati**, che prevede, sulla base delle valutazioni effettuate e, ove applicabili, delle soglie stabilite, la prioritizzazione degli impatti, rischi e opportunità rilevanti per l'azienda e l'eventuale eliminazione degli IRO non materiali. Infine, gli esiti sono stati analizzati in ottica complessiva, anche tenendo conto degli spunti emersi con gli esperti e della strategia aziendale, al fine di calibrare la lista finale degli impatti, rischi ed opportunità, qualora fosse necessario. Le risultanze dell'analisi, con riferimento in particolare agli IRO rilevanti, sono state condivise[8] con il Comitato Controllo e Rischi, il Comitato Sostenibilità e Scenari ed il Collegio Sindacale e, in sede di approvazione della Rendicontazione di Sostenibilità da parte del CdA.

Nell'individuazione degli impatti, rischi, opportunità materiali sono state considerate tutte le linee di business del Gruppo per garantire un'analisi completa dell'impatto e del rischio ed è stata svolta una prima analisi degli impatti generati dalle proprie attività lungo la catena del valore (si veda la sezione ■ Value chain e principali impatti), che verrà ulteriormente approfondita nei prossimi anni. Inoltre, sono stati presi in considerazione gli spunti emersi dal dialogo continuo con le diverse categorie di stakeholder di Eni (si veda ■ Attività di stakeholder engagement). Nella tabella sono evidenziati i risultati dell'analisi di materialità associati ai temi previsti dagli ESRS[9]. Rispetto allo scorso anno, l'analisi di materialità è stata aggiornata tenendo conto delle richieste degli ESRS che, come indicato in precedenza, oltre ad estendere l'ambito di valutazione alle opportunità e alla value chain, definisce le metodologie di valutazione; gli esiti dell'analisi confermano un sostanziale allineamento dei temi materiali dell'anno passato. Sulla base dell'identificazione degli IRO materiali, sono stati identificati i temi e sottotemi nonché i relativi datapoint materiali degli standard ESRS, a cui viene data

(6) Tale piattaforma permette la valutazione degli impatti da parte delle funzioni interne, con conseguente tracciabilità delle valutazioni e relative modifiche, ed al suo interno, in ottica di completezza, è stata tracciata anche la valutazione di materialità dei KPI associati alle diverse tematiche.
(7) Per ulteriori approfondimenti sull'eventuale connessione tra impatti rilevanti e attività/rapporti commerciali, si vedano le sezioni di descrizione degli IRO nei singoli capitoli.
(8) Il coinvolgimento degli organi di amministrazione e controllo è avvenuto in fase di condivisione degli IRO materiali. Il management è stato coinvolto, per gli aspetti di competenza, nei processi di valutazione degli IRO.
(9) Gli impatti, i rischi e le opportunità riportati in tabella sono associati ai temi proposti dagli ESRS a cui sono stati associati degli aspetti rilevanti per il business e/o per il settore (come gli aspetti di Asset Integrity per la sicurezza, la trasparenza dei pagamenti nel più ampio tema della Business Conduct e la Cyber Security come aspetto legato al tema privacy degli ESRS).

disclosure nei capitoli tematici, dove vengono approfonditi gli impatti specifici e le connessioni con le attività e strategia. A supporto del processo di analisi di materialità sono stati definiti gli appropriati presidi di controllo in coerenza con le best practice di riferimento integrato nel complessivo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e non finanziaria.

Per maggiori dettagli sulle attività di business connesse agli impatti materiali e sulle relative azioni per rispondere agli IRO identificati, si rimanda agli approfondimenti sugli IRO nei singoli capitoli tematici. Per quanto riguarda gli effetti degli IRO sul modello di business e sulla strategia, si fa riferimento alle singole sezioni tematiche, dove vengono trattati, ad esempio la strategia climatica strettamente connessa al modello di business e la strategia di coinvolgimento dei fornitori per una supply chain sostenibile. Relativamente ai principali rischi strategici, industriali, di mercato e dell'ambiente regolatorio ai quali è esposto il Gruppo, si rimanda alle sezioni ▶ Risk Management Integrato e ▶ Fattori di rischio e incertezza, mentre per approfondimenti sui risultati del Gruppo nel 2024, si rimanda al ▶ Commento ai risultati economici e finanziari.

Per quanto riguarda gli effetti finanziari attuali derivanti da rischi ed opportunità materiali, non si segnalano particolari effetti nell'anno; per gli approfondimenti sugli esiti dell'impairment test e sugli accantonamenti ai fondi di bilancio, in particolare relativi ai fondi abbandono e ripristino di giacimenti esausti, bonifiche ambientali e smantellamento/rimozione di impianti industriali non competitivi nell'attuale scenario di mercato, per i quali non vi sono alternative economiche di riconversione, si veda la ▶ Nota n.21 del Bilancio Consolidato. Inoltre, si rinvia al paragrafo dedicato alla ■ Tassonomia Europea per una riclassificazione degli investimenti sulla base dei criteri tecnici previsti dal Regolamento Europeo.

# I TEMI MATERIALI PER ENI E I PROPRI STAKEHOLDER

| TEMA | MATERIALITÀ D'IMPATTO<br>DESCRIZIONE DELL'IMPATTO<br>(+) positivo o (-) negativo (P) potenziale[10] o (E) effettivo[11] | ORIZZONTE TEMPORALE[12] |
|---|---|---|
| CAMBIAMENTO CLIMATICO | (-) Emissioni climalteranti. (E) | ●●● |
| INQUINAMENTO | (-) Rilascio di inquinanti in aria. (E) | ●●● |
| | (-) Rilascio di inquinanti nel suolo, incluso oil spill. (E) | ●●● |
| | (-) Rilascio di inquinanti in acqua. (E) | ●●● |
| GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE | (-) Consumo di acqua dolce. (E) | ●●● |
| BIODIVERSITÀ | (-) Degrado o perdita di biodiversità (habitat, ecosistemi e specie) di servizi ecosistemici. (E) | ●●● |
| USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE | (-) Produzione e trattamento di rifiuti. (E) | ●●● |
| | (+) Contributo alla conservazione delle risorse e beneficio ambientale tramite riconversione e riqualificazione di asset e uso di materie prime secondarie o rinnovabili. (E) | ●●● |
| FORZA LAVORO PROPRIA | (-) Malattie professionali e impatti sulla salute dei dipendenti. (E) | ●●● |
| | (+) Iniziative di promozione della salute. (E) | ●●● |
| | (+) Impatto sul benessere dei lavoratori dovuto alle iniziative di welfare. (E) | ●●● |
| | (+) Sviluppo delle competenze dei dipendenti finalizzato alla crescita professionale. (E) | ●●● |
| | (-) Mancato rispetto dei diritti in materia di lavoro (tra cui: orario di lavoro; salari; libertà di associazione e contrattazione collettiva; sicurezza). (P) | ●● |
| | (-) Discriminazioni sul lavoro e mancato rispetto della parità di trattamento e opportunità. (P) | ●● |
| | (-) Violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale (incluse quelle di genere). (P) | ●● |
| | (-) Infortuni sul lavoro dei lavoratori. (E) | ●●● |
| | (-) Interruzioni del servizio e impatti sull'ambiente e sulle persone causati da incidenti (incluso Process Safety) e guasti agli asset e alle infrastrutture[15]. (P) | ●●● |
| | (-) Impatto sulla forza lavoro con riferimento a conversioni e trasformazioni industriali. (P) | ●● |
| LAVORATORI DELLA CATENA DEL VALORE | (-) Mancato rispetto dei diritti in materia di lavoro per lavoratori nella catena del valore (tra cui: orario di lavoro; salari). (P) | ●● |
| | (-) Limitazioni alla libertà di associazione e adesione ai sindacati; applicazione dei contratti collettivi nazionali; diritto di sciopero per i lavoratori nella catena del valore. (P) | ●● |
| | (-) Discriminazioni sul lavoro e mancato rispetto della parità di trattamento e opportunità. (P) | ●● |
| | (-) Ricorso a forme di lavoro sotto coercizione. (P) | ●● |
| | (-) Violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale (incluse quelle di genere). (P) | ●● |
| | (-) Sfruttamento del lavoro minorile in attività lavorative. (P) | ●● |
| | (-) Infortuni sul lavoro. (E) | ●●● |
| | (-) Malattie professionali e impatti sulla salute dei contrattisti. (P) | ●●● |
| | (+) Iniziative di promozione della salute. (E) | ●●● |
| | (-) Mancato rispetto del diritto alla sicurezza in materia di occupazione (informalità dell'impiego, condizioni contrattuali non chiare, reiterati rinnovi di contratti precari). (P) | ●● |
| COMUNITÀ LOCALI | (+) Sviluppo delle comunità e del tessuto imprenditoriale locale. (E) | ● |
| | (-) Impatti sul godimento del diritto alla terra con ripercussioni sui mezzi di sussistenza e sui diritti economici, sociali e culturali. Spostamenti/reinsediamenti involontari e compensazioni inadeguate. (P) | ●●● |
| | (-) Riduzione dell'accesso a risorse essenziali e mezzi di sostentamento. (P) | ●●● |
| | (-) Limitazioni alla libertà di espressione e di associazione da parte degli Human Rights Defender, intimidazioni, minacce e attacchi fisici o giudiziari quale ritorsione alle azioni di difesa portate avanti. (P) | ●● |
| | (-) Impatti sulla sicurezza, sulla salute e sulla libertà delle comunità causati da azioni violente da parte delle forze di sicurezza, sia private che governative. (P) | ●●● |
| | (-) Violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale (incluse quelle di genere). (P) | ●● |
| | (-) Impatto sulla salute delle comunità dovuto alle attività di business. (P) | ●●● |
| | (+) Impatto sulla salute delle comunità dovuto ai progetti di community health volontari. (E) | ●●● |
| | (-) Impatti sui diritti specifici delle popolazioni indigene. (P) | ●●● |
| | (-) Esacerbare/contribuire indirettamente a gravi violazioni dei diritti umani a causa della situazione di conflitto. (P) | ●●● |
| CLIENTI E CONSUMATORI | (+) Offerta di prodotti e servizi di qualità, decarbonizzati e in linea con le esigenze dei clienti, nel rispetto delle pratiche commerciali trasparenti e corrette, promuovendo allo stesso tempo una cultura dell'uso sostenibile dell'energia. (E) | ●● |
| | (-) Campagne pubblicitarie non chiare o di pratiche commerciali ingannevoli o aggressive. (P) | ● |
| CONDOTTA AZIENDALE | (+) Crescita sostenibile del sistema imprenditoriale attraverso la diffusione di principi di sostenibilità. (E) | ●●● |
| | (+) Trasparenza e corretto uso delle Revenues dei governi a beneficio della popolazione locale e prevenzione dei fenomeni corruttivi. (E) | ●● |
| | (-) Episodi di corruzione nazionale e/o internazionale accertati con sentenza passata in giudicato. (P) | ●●● |
| | (+) Attività di ingaggio istituzionale, ivi inclusa quella di advocacy, volte a valorizzare l'impegno dell'azienda nel percorso di transizione energetica. (E) | ●●● |
| ASPETTI DI INNOVAZIONE E CYBER SECURITY | (+) Sviluppo tecnologico e innovazione del settore energetico grazie a investimenti in Ricerca e Sviluppo e brevetti. (E)[17] | ●● |
| | (-) Perdita di riservatezza e/o integrità di informazioni ovvero indisponibilità dei sistemi informatici a supporto del business a seguito di un incidente di Cyber Security con possibile propagazione ai sistemi informatici di fornitori e partner. (P)[18] | ● |

● Orizzonti temporali di riferimento di breve termine. ● Orizzonti temporali di riferimento di medio termine. ● Orizzonti temporali di riferimento di lungo termine.

(10) Impatti potenziali: impatti che hanno una probabilità di accadimento nel breve, medio e lungo termine.
(11) Impatti effettivi: impatti che si sono verificati nell'ultimo anno di reporting o si stanno attualmente verificando.
(12) Gli orizzonti temporali di riferimento possono essere di breve (B), medio (M) e lungo (L) termine.
(13) Per la descrizione dettagliata dei singoli rischi si veda la sezione ▶ Risk Management Integrato, all'interno della Relazione sulla Gestione.
(14) Per altre opportunità di economia circolare si veda quelle citate per il Cambiamento climatico (Bioraffinazione e Sviluppo chimica da rinnovabili).

## MATERIALITÀ FINANZIARIA

| RISCHI[13] | OPPORTUNITÀ |
|---|---|
| Climate Change (rischi fisici e di transizione) | Opportunità di sviluppare prodotti e servizi a ridotto impatto emissivo e tecnologie per la mitigazione e la compensazione delle emissioni GHG:<br>• Sviluppo capacità Rinnovabile<br>• Punti di ricarica per veicoli elettrici<br>• Bioraffinazione con Agri-feedstock<br>• Sviluppo chimica da rinnovabili<br>• Sviluppo progetti CCUS<br>• Fusione a confinamento magnetico |
| Incidenti<br>Blowout | |
| - | |
| - | |
| - | Espansione del business delle bonifiche e del trattamento dei rifiuti grazie allo sviluppo tecnologico e del know-how interno in considerazione della crescente domanda di tali servizi sul mercato[14] |
| Incidenti<br>Blowout<br>Global Security Risk<br>Rischio Biologico | Attrazione e retention di qualificate risorse umane per i nuovi business |
| - | - |
| Rapporti con gli stakeholder locali<br>Incidenti<br>Blowout | Assicurare accesso a nuove opportunità di business attraverso il confronto ed engagement con gli stakeholder locali ed in collaborazione con organizzazioni della società civile e istituzioni |
| - | Opportunità di sviluppare prodotti e servizi a ridotto impatto emissivo e tecnologie per la mitigazione e la compensazione delle emissioni GHG[16]. |
| - | Crescita della performance di sostenibilità della filiera Eni e del sistema imprenditoriale, con un ruolo di leadership di Eni grazie alla conduzione dell'alleanza di sistema e piattaforma digitale Open-es |
| Cyber Security | Utilizzo di collaborazioni, competenze e spunti tecnologici provenienti dall'esterno, sviluppando e potenziando internamente tecnologie per rispondere alle esigenze operative provenienti dal business |

(15) Tale impatto è stato rilevato anche nella sezione ambientale.
(16) Tale opportunità è già riportata per il tema Cambiamento climatico e inserita anche qui, in quanto rivolta anche ai clienti finali.
(17) L'impatto è rappresentato separatamente, in quanto le attività di ricerca e innovazione tecnologica rendono possibile l'accesso a nuove risorse energetiche, ed è quindi traversale a tutte le attività di business, ma è considerato materiale in particolare all'interno del tema Cambiamento Climatico, in linea con la bozza di standard settoriale EFRAG.
(18) Rappresentato a parte per semplicità e sinteticità della rappresentazione, ma l'impatto collegato alla Cyber Security è sotteso agli aspetti sociali ed è legato al sub-sub-topic Privacy: forza lavoro, lavoratori nella catena del valore e clienti e consumatori.

## La resilienza della strategia agli IRO materiali

La valutazione della resilienza della strategia rispetto agli impatti, rischi e opportunità materiali è integrata nel processo di definizione del Piano Strategico a partire dall'elaborazione della proposta, considerando il profilo di rischio sottostante, fino all'esame da parte del CdA, che è chiamato a valutare il grado di compatibilità dei rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati. La valutazione di compatibilità dei rischi rispetto agli obiettivi strategici è supportata dalle attività di Risk Management Integrato che forniscono una visione complessiva dei principali rischi aziendali, inclusi quelli legati ai temi di sostenibilità, e della loro valutazione tenuto conto delle azioni di mitigazione attuate. Il profilo di rischio sottostante il Piano Strategico quadriennale è ulteriormente approfondito attraverso la valutazione integrata degli effetti dei rischi sugli obiettivi finanziari nonché l'analisi delle azioni di piano con efficacia di de-risking dei rischi strategici. Inoltre, nel processo di definizione del Piano strategico aziendale, vengono integrate le considerazioni in merito alle misure di mitigazione degli impatti negativi nonché gli aspetti inerenti alla perseguibilità degli impatti positivi e delle opportunità rilevanti identificate al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi preposti. Relativamente ai presidi, la Società adotta una serie di soluzioni volte a mitigare gli impatti rilevanti nonché l'esposizione ai principali rischi a cui è soggetta, descritti in sintesi nel capitolo ▶ Risk Management Integrato e nei singoli capitoli della RdS. Inoltre, in merito agli aspetti climatici, Eni conduce sia analisi di scenario dedicate, finalizzate a verificare la resilienza della strategia rispetto a impatti e rischi legati al clima, (approfondite nel capitolo ■ Cambiamento Climatico), sia analisi di resilienza per la ■ Biodiversità. Per le tematiche sociali, Eni si è dotata di processi e sistemi aziendali di ■ Due Diligence in linea con i framework e le best practice di riferimento che consentono all'azienda di individuare e gestire gli impatti negativi potenziali legati alle proprie operazioni, alla propria catena del valore, nonché ai propri prodotti o servizi e alle proprie relazioni commerciali (si veda ■ I Diritti Umani per Eni).

## Value Chain e principali impatti

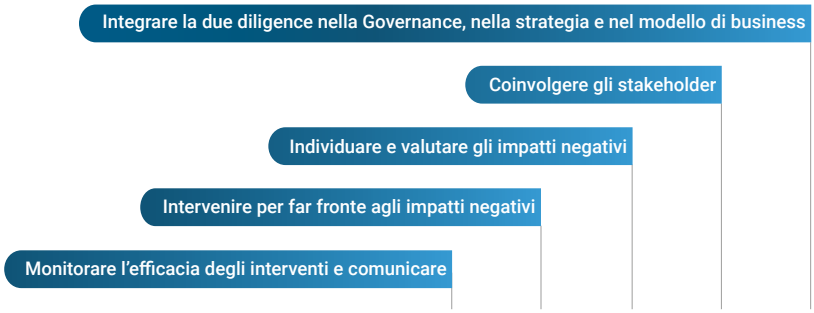
Eni è un'impresa integrata dell'energia, presente lungo tutta la catena del valore, dall'esplorazione, lo sviluppo e l'estrazione di risorse[19] fino alla commercializzazione di energia, prodotti e servizi ai clienti finali. Il ▶ Modello di business di Eni coniuga l'utilizzo di tecnologie, in larga parte proprietarie, valorizzando le competenze interne ed una rete strategica di collaborazioni, con lo sviluppo di un innovativo modello satellitare, che prevede la creazione di società dedicate in grado di accedere autonomamente al mercato dei capitali per finanziare la propria crescita. Rilevanti ai fini del raggiungimento di tali obiettivi sono le partnership e le alleanze con gli stakeholder per assicurare un coinvolgimento nelle attività di Eni e nella trasformazione del sistema energetico. Per l'identificazione e la valutazione dei temi potenzialmente materiali per la catena del valore, per il primo anno di applicazione della Direttiva CSRD, è stata svolta un'analisi basata sulle informazioni attualmente disponibili in azienda relativamente agli impatti che si possono generare all'interno della propria Value chain. Sulla base di questi approfondimenti, data la complessità della catena del valore di un'azienda come Eni che opera in differenti aree geografiche e settori industriali, sono stati considerati quegli impatti che si verificano in modo diffuso all'interno della catena, a prescindere dal business e specifica attività. Per quanto riguarda i principali impatti della Value chain, questi sono stati identificati e analizzati, confrontandosi con le funzioni interne preposte, e attraverso il coinvolgimento di alcuni esperti esterni per quanto riguarda gli impatti, al fine di valutarne la materialità. Inoltre, per quanto riguarda la catena del valore a monte, è stato svolto un approfondimento sull'analisi di materialità e sui temi rilevanti dei principali fornitori[20] attraverso l'analisi dei dati da questi dichiarati sulla piattaforma Open-es[21], corroborato da un confronto con le funzioni specialistiche interne che si occupano di approvvigionamento. Tra i temi emersi[22] dagli approfondimenti, sono stati selezionati quelli materiali sulla base del criterio della loro diffusione lungo l'intera filiera; tale soglia conferma i temi rilevanti già approfonditi da Eni in passato all'interno della propria reportistica. Il **cambiamento climatico** è stato identificato come uno dei temi centrali, con impatti sia a monte che a valle della catena di valore. In particolare: (i) a monte, le attività industriali, tenuto conto del significativo profilo energivoro/emissivo di determinate porzioni della catena di fornitura con particolare riferimento alle attività industriali upstream (come la perforazione, la produzione e la realizzazione di impianti ad alto consumo energetico ed emissivo), generano impatti emissivi; (ii) a valle, invece, gli impatti emissivi derivano principalmente dall'utilizzo dei prodotti e dei servizi venduti (Scope 3; per approfondimenti si veda il capitolo ■ Cambiamento climatico/Metriche). Ulteriore tema rilevante riguarda i potenziali impatti sui diritti umani dei lavoratori, inclusa la sicurezza, in particolare nelle attività di fornitura a monte caratterizzate da un elevato impiego di manodopera, come le attività manutentive, realizzative o di servizi generali, definite "labour intensive" (si veda il capitolo ■ Lavoratori nella catena del valore). Inoltre, il significativo coinvolgimento di grandi operatori (es. EPC Contractor) che presentano a propria volta importanti catene di fornitura, potrebbero generare, qualora non adeguatamente governati, potenziali impatti negativi in ambito sociale e/o ambientale. L'ampiezza e la complessità della catena del valore, interessando una pluralità di giurisdizioni, ne determinano una maggiore esposizione agli impatti derivanti dalla perdita di riservatezza delle informazioni legati ad aspetti

(19) Per maggiori informazioni relative alle tipologie dei ricavi, si veda ▶ Commento ai risultati economico-finanziari.
(20) Fornitori afferenti al perimetro MSG Procurement titolari dei contratti di valore maggiormente significativo.
(21) Piattaforma per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita in ambito ESG con l'obiettivo di creare valore e benefici per l'intero tessuto imprenditoriale.
(22) Tra i temi materiali per la Value Chain si segnala che dall'analisi dei dati dei fornitori strategici sulla piattaforma Open-es sono emerse le seguenti tematiche: (i) cambiamento climatico; (ii) diritti umani dei lavoratori; (iii) presidio ESG nella filiera.

di Cyber Security e, per quanto riguarda le attività a monte, agli impatti legati ad episodi corruttivi (si veda il capitolo Business Conduct); al contempo, considerando la catena del valore a valle, la gestione dei rapporti con i clienti implica potenziali impatti legati a campagne pubblicitarie o pratiche commerciali non chiare e le integrazioni dei sistemi di comunicazione rappresentano un fattore di rischio nei processi di gestione delle informazioni e della relativa riservatezza (si veda Clienti e Consumatori). Per un approfondimento sulla struttura della catena del valore, si rimanda alla sezione ▶ Attività.

## STATEMENT ON DUE DILIGENCE

Eni ha istituito da tempo molteplici processi e sistemi aziendali di gestione in ambito sociale, ambientale, climatico e di condotta di business, ispirati agli standard di settore più evoluti. Tali processi e sistemi sono integrati nella governance e nella strategia aziendale per garantire che le operazioni di Eni rispettino le normative nazionali e internazionali e promuovano pratiche responsabili nella conduzione delle proprie attività. In particolare, la due diligence human rights è in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani e le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali. Per quanto riguarda il dovere di diligenza con riferimento al cambiamento climatico, esso è stato solo di recente esplicitato nelle Linee Guida OCSE (OECD Guidelines for Multinational Enterprises on Responsible Business Conduct - giugno 2023); ad oggi le sue modalità di attuazione risentono dell'assenza di norme prescrittive e di best practice di riferimento[23] e pertanto sono tuttora oggetto di interpretazione. In tale contesto, sulla base delle analisi svolte, Eni ritiene di essere sostanzialmente in linea con i principi espressi dall'OCSE nei termini rappresentati nel capitolo Cambiamento climatico, fermo restando l'attenzione e il monitoraggio permanente del corpus normativo di riferimento e delle best practice per seguirne gli sviluppi. Allo scopo di agevolare la consultazione del documento, di seguito si riporta la mappatura delle informazioni fornite all'interno della RdS in merito al processo di due diligence, tenendo presente che talune attività potrebbero non essere univocamente riconducibili a una delle "fasi della due diligence" di seguito indicate.




| PARAGRAFI DELLO STATEMENT | FASI DELLA DUE DILIGENCE | | | | | E | S | G |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sezione ▶ Governance | | | | ● | ● | ● | ● | ● |
| Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità | | | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| Il sistema normativo di Eni | | | | | ● | | | |
| Politiche (E1; E2; E3; E4; E5; S1; S2; S3; S4; G1)[a] | | | | ● | ● | ● | ● | ● |
| Attività di stakeholder engagement con paragrafi specifici nei capitoli Coinvolgimento dei lavoratori (S1), dei lavoratori della catena del valore (S2), delle comunità (S3) e dei clienti (S4) | | | | ● | | ● | ● | ● |
| Ambiente e sistema di gestione Eni | ● | ● | ● | ● | ● | ● | | |
| I diritti umani per Eni | ● | ● | ● | ● | ● | | ● | |
| Impatti rischi e opportunità (IRO) materiali (E1; E2; E3; E4; E5; S1; S2; S3; S4; G1) | | | ● | | | ● | ● | ● |
| Azioni intraprese sugli IRO materiali (E1; E2; E3; E4; E5; S1; S2; S3; S4; G1) | | ● | | | | ● | ● | ● |
| Target e impegni (E1; E2; E3; E4; E5; S1; S2; S3; S4; G1) | ● | | | | | ● | ● | ● |
| Metriche (E1; E2; E3; E4; E5; S1; S2; S3; S4; G1) | ● | | | | | ● | ● | ● |

(a) I riferimenti E1, E2, E3, E4, E5, S1, S2, S3, S4, G1 afferiscono agli standard ambientali, sociali e di governance degli ESRS.

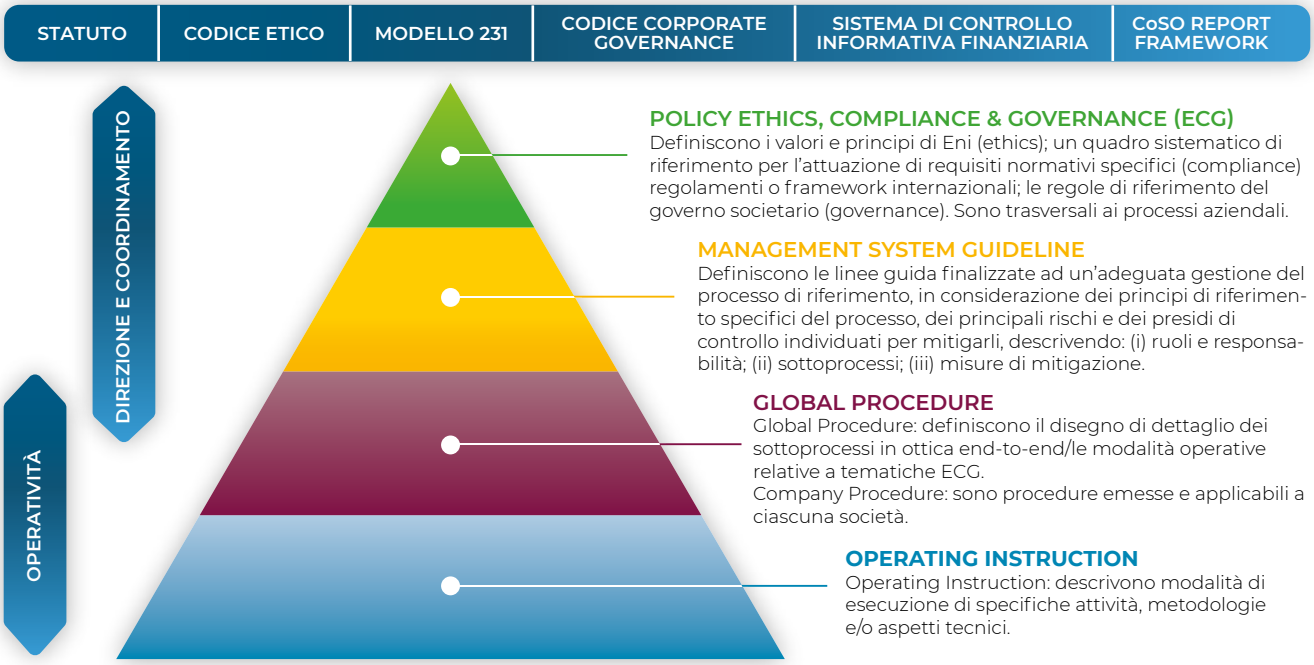
(23) Le principali fonti OCSE di riferimento riguardanti la buona condotta delle imprese sono "Guida dell'OCSE sul dovere di diligenza per la condotta d'impresa responsabile" (2018), "OECD Guidelines for Multinational Enterprises on Responsible Business Conduct" (2023), "Managing Climate Risks and Impacts Through Due Diligence for RBC - a tool for Institutional Investors" (2023), "Responsible Business Conduct for Climate Action" (2024). Si tratta di un corpo normativo di soft law che enuncia principi generali e non declinati per settore, con risvolti tecnico-scientifici tuttora oggetto di studi.

# IL SISTEMA NORMATIVO

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 mappa 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[24] e sul Codice di Corporate Governance, sul Modello 231, sui principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria e di sostenibilità e sul CoSO Report Framework (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Il 26 gennaio 2023 il CdA di Eni SpA ha aggiornato le linee fondamentali della Policy Sistema Normativo, a valle di un progetto di aggiornamento e revisione che ha portato ad un'evoluzione dell'architettura, degli strumenti e delle regole del Sistema Normativo in linea con le esigenze operative e di governo richieste dalla strategia di Eni, basata su decarbonizzazione e contestuale garanzia di stabilità delle forniture energetiche e di sviluppo di un modello societario satellitare finalizzato alla massimizzazione del valore dei business. Si conferma un'architettura basata su 4 livelli[25], combinando strumenti di direzione e coordinamento con strumenti finalizzati alla gestione dell'operatività aziendale.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sistema dedicato accessibile dal sito intranet aziendale mentre quelli più rilevanti per gli stakeholder esterni, sono accessibili sul sito internet della Società. Oltre alle Policy ECG[26], riferite ad alcuni temi materiali, Eni nel tempo si è dotata anche di alcuni posizionamenti pubblici, approvati dal CEO o dal CdA, su alcuni temi specifici. I contenuti sia delle Policy ECG sia dei posizionamenti sono approfonditi nei capitoli dedicati ai temi materiali a cui vengono affiancati anche i principi del corpo normativo interno (descritto in figura).

**QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO PER IL SISTEMA NORMATIVO**




(24) Il Codice Etico, rinnovato nel 2020, esprime 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 e dell'ambiente, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione. Tali valori supportano la Società nella definizione dell'assetto di amministrazione e controllo adeguato, nell'adozione di un sistema efficace di controllo interno e gestione dei rischi, nella comunicazione con gli azionisti e altri stakeholder.
(25) Per un approfondimento del sistema normativo e delle sue componenti si rimanda alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2024.
(26) Per approfondimenti si veda il capitolo Politiche: Codice Etico e sistema normativo.

# ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT

Eni considera il coinvolgimento degli stakeholder fondamentale per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità, creando valore a lungo termine e riducendo al contempo i rischi d'impresa. Per questo, Eni coinvolge tutte le parti interessate per prevenire e minimizzare eventuali impatti negativi della transizione energetica. Il dialogo continuo è fondamentale anche per perseguire gli obiettivi definiti annualmente all'interno del Piano Strategico quadriennale e di lungo termine. In linea con il Codice Etico, Eni intrattiene rapporti basati su principi di correttezza, legalità, trasparenza, tracciabilità, rispetto dei diritti umani, inclusione, parità di genere e tutela dell'ambiente e delle comunità. Operando in 64 Paesi con diversi contesti socioeconomici, la comprensione delle aspettative degli stakeholder, con un'attenzione specifica ai gruppi vulnerabili, la partecipazione e la condivisione di scelte, obiettivi e risultati aziendali favoriscono rapporti solidi e di reciproca fiducia. Tale approccio risponde alla Raccomandazione del Codice di Governance, cui Eni ha aderito, secondo cui il CdA promuove, nelle forme più opportune, il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholder rilevanti per la Società e si fonda sui principi stabiliti, dal Consiglio stesso, nel Codice Etico e nella Politica per la gestione del dialogo con gli investitori. Il dialogo continuo con ciascuna tipologia di stakeholder avviene a tutti i livelli dell'azienda secondo responsabilità definite. In particolare, l'impegno di Eni verso la neutralità carbonica e verso una transizione energetica giusta richiede un forte coinvolgimento: (i) della forza lavoro anche attraverso un dialogo sociale adeguato e con iniziative di ascolto e programmi di reskilling e upskilling per sostenere eventuali ricollocazioni; (ii) dei fornitori per identificare e gestire gli impatti della trasformazione energetica, supportando in particolare le piccole e medie imprese, accompagnandole nel percorso di trasformazione e nel mantenimento della competitività; (iii) delle comunità locali nella prospettiva di contribuire a sviluppare opportunità economiche e sociali, massimizzando le ricadute positive delle attività di Eni sul territorio; (iv) i consumatori per promuovere un consumo energetico consapevole ed efficiente e offrire soluzioni energetiche innovative. In relazione a tali gruppi di right-holder Eni ha sviluppato un modello di gestione dei diritti umani che nel corso dell'ultimo quinquennio è stato integrato nei principali processi aziendali. Infine, a supporto della relazione con gli stakeholder locali, Eni ha adottato uno "Stakeholder Management System" (SMS), operativo a livello centrale e nelle società controllate, attraverso il quale sono mappati oltre 7.400 stakeholder, e che consente di supportare la definizione di strategie di engagement e la gestione delle richieste e delle criticità sollevate da ogni stakeholder. Nella tabella di seguito riportata si dà informazione per ogni categoria di stakeholder di come essi vengano ingaggiati, con quale obiettivo e i risultati conseguenti a questo dialogo. Tale dialogo è tenuto in considerazione nella definizione della strategia aziendale e degli ▶ Altri impegni e target sulle tematiche ESG, nonché del modello di business.

# PRINCIPALI CATEGORIE DI STAKEHOLDER COINVOLTI E MODALITÀ DI ENGAGEMENT

| CATEGORIA | OBIETTIVO DELL'ENGAGEMENT | OUTCOME DELL'ENGAGEMENT |
|---|---|---|
| PERSONE E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI | • Instaurare un rapporto di fiducia tra la Società, i lavoratori e i sindacati<br>• Sostenere la protezione sociale dei lavoratori e il rispetto dei DU<br>• Condividere i cambiamenti e sviluppo delle competenze<br>• Promuovere l'equilibrio vita privata-professionale | • Raggiungimento degli obiettivi strategici<br>• Up/reskilling delle competenze<br>• Informazione e consultazione dei rappresentanti dei lavoratori nei processi strategici e operativi<br>• Aggiornamento delle policy interne<br>• Adesione ad iniziative e campagne globali per il benessere delle persone |
| COMUNITÀ FINANZIARIA | • Assicurare l'adeguata comprensione di:<br>I. scelte strategiche, driver di valore e del contesto operativo<br>II. performance economico-finanziaria e ESG | • Predisporre comunicazioni e presentazioni allineate alle aspettative della comunità finanziaria<br>• Considerare il riscontro della comunità finanziaria per la messa a punto delle politiche e per il miglioramento dei rating ESG |
| COMUNITÀ LOCALI, COMMUNITY BASED ORGANIZATION E ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE ALLO SVILUPPO | • Considerare aspettative e necessità locali e implementare progetti di sviluppo<br>• Identificare potenziali impatti negativi, misure di prevenzione e mitigazione, assicurando il rispetto dei DU<br>• Promuovere e sostenere il dialogo e la cooperazione attiva anche coinvolgendo le autorità<br>• Instaurare relazioni e partnership forti e durature con tutti gli attori del territorio | • Diffusione di informazioni trasparenti delle attività Eni<br>• Promozione e implementazione di Programmi di Sviluppo locale in linea con le necessità locali e i framework strategici delle Nazioni Unite, condividendo know-how e promuovendo sinergie con i principali attori di cooperazione<br>• Valutazione e misurazione dello sviluppo locale attraverso l'uso di strumenti e metodologie |
| CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI | • Supportare i fornitori nella gestione degli impatti su persone e l'ambiente, assicurando il rispetto dei DU<br>• Promuovere la sicurezza sul lavoro lungo tutta la filiera, garantendo condizioni lavorative sicure e dignitose<br>• Accompagnare i fornitori nel percorso di transizione energetica<br>• Ottimizzazione della compliance in ottica due diligence anti-corruzione e DU sulle potenziali terze parti a rischio<br>• Favorire la competitività della filiera attraverso l'adozione di pratiche sostenibili che rafforzino la resilienza dei fornitori nei mercati globali | • Identificazione, prevenzione e mitigazione dei rischi in ogni fase del processo di approvvigionamento<br>• Costruzione di una filiera sicura, responsabile, innovativa e internazionale per una transizione energetica equa e sostenibile<br>• Promozione di training e sensibilizzazione sulle tematiche ESG e DU |
| CLIENTI E CONSUMATORI | • Supportare e promuovere azioni a favore della transizione energetica giusta<br>• Creare e diffondere la cultura dell'uso sostenibile dell'energia, per consumi consapevoli ed efficienti | • Promozione di relazioni commerciali incentrate sulle esigenze del cliente<br>• Fornitura di prodotti e servizi di qualità in linea con le esigenze specifiche<br>• Sostegno dei clienti finanziariamente vulnerabili, in particolare i giovani |
| ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE E INTERNAZIONALI | • Contribuire al dibattito pubblico su temi di interesse, tra cui la transizione energetica, rappresentando la posizione aziendale<br>• Creazione di partnership e membership che promuovano i business di Eni e/o il posizionamento aziendale<br>• Creazione di partnership per i progetti volti a contribuire allo sviluppo socio economico e sanitario dei Paesi di presenza<br>• Sostenere il dialogo trasparente | • Rappresentazione degli interessi Eni presso le diverse istituzioni per la valutazione degli impatti di policy e norme<br>• Contribuire a migliorare gli effetti e l'efficacia delle policy<br>• Partecipazione alle consultazioni su proposte di policy |
| UNIVERSITÀ E ISTITUTI, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE | • Promuovere lo sviluppo di competenze e know-how tecnologico per garantire la transizione sostenibile<br>• Attivare un ecosistema innovativo per la transizione e le nuove filiere energetiche<br>• Valutare e monitorare i rischi legati alle attività di business sulla salute dei lavoratori | • Sviluppo di soluzioni innovative, come la fusione a confinamento magnetico<br>• Promozione di attività di ricerca scientifica<br>• Sostenere il dialogo e le competenze per la transizione |
| ORGANIZZAZIONI DI ADVOCACY E DI CATEGORIA, ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI | • Supportare il business nel percorso di trasformazione e transizione energetica<br>• Condividere conoscenze ed esperienze, nel percorso di transizione energetica<br>• Promuovere la discussione sulle soluzioni per la produzione energetica, ricerca e sviluppo | • Definizione di strategie a supporto della transizione energetica<br>• Supporto alle politiche e normative globali nel contrasto al cambiamento climatico<br>• Promozione di mobilità sostenibile con carburanti alternativi e car sharing<br>• Promozione di nuove tecnologie nella blue economy<br>• Implementazione piattaforma Open-es<br>• Promozione strategia sostenibile della Supply Chain |

| MODALITÀ DI ENGAGEMENT | ATTIVITÀ 2024 | TEMI PRINCIPALI[27] |
|---|---|---|
| • Incontri<br>• Workshop<br>• Collaborazioni<br>• Iniziative di formazione e sensibilizzazione<br>• Incontri di Comitati dei rappresentanti dei lavoratori/azienda | • Sensibilizzazione su diversità e su policy Zero Tolerance<br>• Diffusione dei Principi e Regole d'Oro della Sicurezza<br>• Team building e valorizzazione dei giovani<br>• Analizzati e condivisi con il management i risultati della survey per le **~5.000** risorse U36 e avviate iniziative specifiche | • **Capitale umano**<br>• **Salute e sicurezza sul lavoro e di processo**<br>• **Economia circolare e gestione dei rifiuti** |
| • Dialogo continuativo, anche con il top management, tramite la partecipazione/organizzazione di: eventi, road-shows, conference calls, conferenze tematiche<br>• Collaborazione con i rating ESG | • Presentazioni trimestrali e Capital Markets Day<br>• Partecipazione a road show e conferenze specializzate<br>• Incontri individuali con investitori<br>• Ingaggio investitori e Proxy advisor su temi assembleari<br>• Ingaggio con agenzie di rating ESG per l'emissione dei rating<br>• **~850** fondi contattati | • **Performance economico-finanziaria**<br>• **Cambiamento climatico**<br>• **Salute e sicurezza sul lavoro e di processo**<br>• **Biodiversità ed ecosistemi**<br>• **Lavoratori della catena del valore** |
| • Consultazioni<br>• Grievance Mechanism<br>• Campagne di sensibilizzazione<br>• Workshop<br>• Questionari e raccolta dati<br>• Incontri istituzionali<br>• Iniziative ed eventi sul territorio<br>• Accordi di collaborazione con organizzazioni per la cooperazione allo sviluppo | • Comunicazioni periodiche su avanzamento progetti<br>• Gestione di richieste e grievance<br>• Attività di monitoraggio<br>• Studi di baseline, studi di fattibilità, valutazioni di progetti<br>• Presentazione di obiettivi e risultati<br>• Collaborazioni con Agenzie delle Nazioni Unite (UNIDO, UNESCO, ILO, IOM) e organizzazioni della società civile (IRC, E4Impact, AVSI, Istituto Oikos, Medici con l'Africa Cuamm e AISPO) e Agenzie di cooperazione nazionali (AICS e USAID)<br>• **17** accordi firmati per iniziative di sviluppo socioeconomico e **4** per iniziative di salute delle comunità | • **Sviluppo locale e accesso all'energia**<br>• **Cambiamento climatico**<br>• **Parità di trattamento**<br>• **Salute delle Comunità** |
| • Programmi di formazione e confronto dei fornitori su specifici temi in ambito ESG<br>• Survey, assessment e monitoraggio delle performance dei fornitori<br>• Attività di sensibilizzazione sulle tematiche ESG attraverso le iniziative della Community Open-es<br>• Valorizzazione best practice | • Ampliamento della community di Open-es: **>28.000** imprese aderenti<br>• Estensione dell'applicazione del modello di due diligence dei DU<br>• Programma "Sustainable Supply Chain Finance"<br>• Safety & Sustainability Award<br>• Programma formativo "Open-es competenze ESG" rivolto a tutta la filiera | • **Salute e sicurezza sul lavoro e di processo**<br>• **Cambiamento climatico**<br>• **Diritti umani**<br>• **Gestione responsabile delle filiere**<br>• **Anti-corruzione** |
| • Con i clienti: attività di informazione tramite canali dedicati; focus group; iniziative ed eventi sul territorio<br>• Con le Associazioni dei Consumatori: iniziative ed eventi sul territorio; canali dedicati | • Mantenimento della soddisfazione dei clienti e della qualità del servizio<br>• **20** incontri periodici con Associazioni dei Consumatori (**~500** referenti in Italia) | • **Cambiamento climatico**<br>• **Clienti e consumatori** |
| • Incontri, tavoli di lavoro, iniziative di think tank<br>• Dialogo istituzionale<br>• Partecipazione a eventi, visite e iniziative di promozione economica<br>• Partnership<br>• Comunicazione con canali dedicati<br>• Approfondimento di scenari geopolitici ed energetici, sviluppo sostenibile e nuove tecnologie | • Posizionamento Eni su tematiche di interesse verso policymaker e in eventi pubblici<br>• Presentazione di progetti, visite di associazioni, delegazioni istituzionali e politiche presso impianti industriali, siti operativi e centri di ricerca<br>• Accordi di collaborazione<br>• Elaborazione di posizionamenti e risposte alle consultazioni pubbliche | • **Cambiamento climatico, transizione energetica e decarbonizzazione dell'industria e dei trasporti**<br>• **Disciplina di settore**<br>• **Progetti industriali strategici**<br>• **Innovazione, digitalizzazione e Cyber Security**<br>• **Sviluppo sostenibile**<br>• **Salute delle Comunità** |
| • Collaborazioni<br>• Progetti<br>• Hub<br>• Accordi<br>• Start-up | • Nuovo accordo quadriennale con MIT<br>• Partecipazione nei principali hub di innovazione nazionale e internazionale (es. Centri Nazionali PNRR ed Ecosistemi Innovazione e Cluster Tecnologici Nazionali)<br>• Lanciata prima Rete Internazionale sulla Transizione Energetica Africana<br>• **8** hub di sviluppo imprenditoriale attivi in Italia e **2** all'estero (Kenya e Congo)<br>• **>100** start-up innovative incubate/accelerate<br>• Attività di ricerca in ambito sanitario | • **Diritti umani**<br>• **Cambiamento climatico**<br>• **Sviluppo locale e accesso all'energia**<br>• **Salute** |
| • Convegni ed eventi<br>• Dibattiti<br>• Iniziative di formazione<br>• Incontri e workshop annuali<br>• Partecipazione a progetti | • **>200** imprese coinvolte in un percorso di crescita sostenibile<br>• Adesione di **~10** associazioni territoriali e **3** di categorie ad Open-es;<br>• Eventi e workshop per promuovere l'utilizzo dei biocarburanti (HVO), accelerare la decarbonizzazione del settore marittimo e terrestre<br>• Supporto con le associazioni di categoria ad attività in ambito di green e blue economy | • **Transizione energetica**<br>• **Mobilità sostenibile**<br>• **Sostenibilità alle imprese**<br>• **Sviluppo locale e accesso all'energia**<br>• **Cambiamento climatico** |

(27) I temi e gli aspetti prioritari per le diverse categorie di stakeholder informano il processo di materialità.

# Cambiamento climatico

## POLITICHE E GOVERNANCE[28]
### [FASE 1 DELLA DUE DILIGENCE]

Eni esprime il proprio impegno nel contrastare il cambiamento climatico nella mission e in differenti politiche aziendali, tra cui il Codice Etico, nonché attraverso la definizione di una strategia di decarbonizzazione (per dettagli si rimanda al paragrafo Strategia di decarbonizzazione). Come esplicitato nella mission, Eni "sostiene concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il pianeta, e promuove l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti".

Nel Codice Etico si afferma che "Eni è determinata a contribuire positivamente al raggiungimento dei Sustainable Development Goals, sostiene una transizione energetica low carbon e socialmente equa ed è tra i firmatari del Paris Pledge sostenendo gli obiettivi contenuti nell'Accordo di Parigi. Il nostro impegno nella lotta ai cambiamenti climatici include soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle nostre operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica, e supportando azioni di mitigazione e di adattamento nei contesti locali in cui operiamo. Siamo inoltre impegnati nella ricerca di soluzioni tecnologiche che riducano l'impatto dei nostri prodotti e privilegino un approccio circolare". Eni promuove la propria condotta responsabile lungo la catena del valore. In particolare, chiede ai propri fornitori di impegnarsi nella salvaguardia dell'ambiente, nell'ottimizzazione dell'uso delle risorse e nel contribuire al raggiungimento degli obiettivi di efficienza degli impianti e di riduzione delle emissioni, supportando così l'impresa nello sfidante percorso verso la Neutralità carbonica. Per approfondimenti, si veda il Codice di Condotta dei Fornitori. Nell'ambito delle attività di advocacy, Eni dialoga con i policymaker sia direttamente che indirettamente attraverso le associazioni di categoria, contribuendo attivamente, con la propria esperienza di società internazionale dell'energia, alla definizione di strategie e norme mirate a promuovere il percorso verso la Neutralità carbonica, approfondito nel paragrafo Trasparenza e Partnership. 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 e approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico che include il piano quadriennale, il piano di medio-lungo termine, i target industriali di business, nonché i risultati economico-finanziari e gli obiettivi di sostenibilità, tra cui gli obiettivi di decarbonizzazione. Inoltre, il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) è il comitato endoconsiliare che svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive relative a processi, iniziative e attività tese a presidiare l'impegno di Eni per uno sviluppo più sostenibile lungo la catena del valore. Per gli argomenti approfonditi dal CSS nell'anno e per altri dettagli sul ruolo degli Organi, si rimanda al paragrafo ▶ Governance. L'effettiva realizzazione della strategia aziendale è supportata dalla Politica sulla Remunerazione Eni attraverso sistemi di incentivazione rivolti agli Amministratori, ai Direttori Generali, ai Dirigenti con responsabilità strategica e agli altri Executive Manager[29]: a) il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo azionario, prevede specifici obiettivi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo del 35%), articolato su traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica (20% Emissioni nette GHG upstream Scope 1 e 2 equity e 15% Capacità di produzione di biojet fuel); b) il Piano di Incentivazione di Breve Termine è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni, includendo un obiettivo di sostenibilità ambientale che si focalizza sulla riduzione di emissioni nette GHG upstream Scope 1 e 2 equity in coerenza con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso pari al 20% per l'AD e per il management, con pesi definiti in base alle responsabilità attribuite; per dettagli si rimanda alla Relazione sulla Politica di Remunerazione 2025 e sui compensi corrisposti 2024. A supporto del monitoraggio e della rendicontazione degli obiettivi di decarbonizzazione incorporati nel Piano Strategico, Eni ha sviluppato e integrato nel **corpo normativo interno** specifiche procedure che definiscono, in linea con i principali standard internazionali, le modalità di rendicontazione delle emissioni (per maggiori informazioni, si rimanda alla sezione Metriche). Infine, per supportare il percorso di transizione energetica intrapreso da Eni, l'assetto organizzativo continua a evolvere insieme alla strategia di lungo termine, garantendo al tempo stesso coerenza con la mission aziendale. In tal senso, va letta anche la riorganizzazione del 2024 che ha raggruppato le attività di business in tre strutture: (i) Transition & Financial a cui fa capo l'elaborazione e l'implementazione della strategia economica e finanziaria di Eni e a cui riferiscono Plenitude ed Enilive; (ii) Global Natural Resources che gestisce il portafoglio upstream Oil & Gas, lo sviluppo dei business della CCS e degli agri-hub. Inoltre, controlla il business Power Generation & Marketing e le attività del Trading; (iii) Industrial Transformation focalizzata sull'accelerazione delle attività di trasformazione industriale della Chimica (Versalis), sulla riconversione del downstream tradizionale (Raffinazione) e sull'evoluzione delle attività di risanamento ambientale (Eni Rewind).

(28) Per i riferimenti relativi al Codice Etico si veda Il sistema normativo, mentre per il sistema normativo interno, si veda Principi e criteri metodologici/Politiche.
(29) Circa 300 risorse manageriali critiche per il business.

## SCHEMA DI RICONCILIAZIONE DELLA DUE DILIGENCE CLIMATICA

Gli strumenti e le prassi di Eni relativi alla tematica del cambiamento climatico sono inquadrabili nelle fasi di due diligence individuate dalle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali sulla condotta responsabile d'impresa (2023) e dalle Linee Guida OCSE sul dovere di diligenza (2018), come di seguito rappresentato:

1. **Integrare il dovere di diligenza nella governance, nella strategia e nel modello aziendale**: Eni esprime il proprio impegno al contrasto al cambiamento climatico nella mission aziendale e attraverso differenti politiche aziendali, in particolare il Codice Etico. Eni ha definito una strategia di decarbonizzazione per traguardare la Neutralità carbonica al 2050 che è parte integrante della strategia d'impresa e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance. L'impegno a contrastare il cambiamento climatico è, inoltre, inserito tra gli indirizzi che guidano le performance del management attraverso la Politica sulla Remunerazione. Infine, Eni promuove la propria condotta responsabile nelle relazioni lungo la catena del valore e nelle attività di advocacy, i cui principi cardine sono riportati nel codice di condotta dei fornitori e nell'Assessment of Industry Associations' Climate Policy Positions; per approfondimenti si rimanda al paragrafo Politiche e Governance.
2. **Individuare e valutare gli impatti negativi**: Eni si è dotata di strumenti e processi interni atti a individuare le fonti di emissioni GHG. Sulla base di tale censimento, Eni costruisce un inventario emissivo rendicontando le emissioni e stabilendo un ordine di priorità d'intervento per la loro mitigazione, tenendo conto anche del dibattito climatico esterno; per approfondimenti si rimanda alle sezioni Impatti legati ai cambiamenti climatici e Metriche.
3. **Intervenire per far fronte agli impatti negativi**: Al fine di contribuire alla riduzione delle emissioni GHG dell'impresa e della sua catena del valore, Eni ha definito un percorso verso la Neutralità carbonica al 2050 che si compone di una serie di obiettivi annunciati pubblicamente, con tappe intermedie che porteranno progressivamente all'azzeramento netto degli indicatori Net GHG lifecycle emissions Scope 1, 2 e 3 e Net Carbon Intensity associati al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti. Per dettagli si rimanda a Strategia di decarbonizzazione. Inoltre, riconoscendo il valore dell'azione collettiva nel contrastare il cambiamento climatico, Eni promuove azioni combinate multisettoriali e a livello globale. A tal fine, Eni collabora con diversi attori, tra cui il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese, per identificare e promuovere azioni volte a favorire la transizione energetica; per dettagli si rimanda al paragrafo Partnership per la Decarbonizzazione.
4. **Monitorare l'efficacia degli interventi**: Il monitoraggio dell'andamento degli obiettivi di riduzione delle emissioni GHG segue un ciclo strutturato che include la pianificazione strategica, l'assegnazione di obiettivi legati alla remunerazione del management e il monitoraggio semestrale degli indicatori per analizzare eventuali gap e ripianificare le priorità per il ciclo successivo (si veda Metriche).
5. **Comunicare**: Eni comunica in maniera completa e trasparente le informazioni connesse ai temi climatici, sulla base degli obblighi di legge in termini di informativa di sostenibilità, nonché seguendo le principali linee guida volontarie e best practice di disclosure climatica. Inoltre, Eni svolge un esercizio di monitoraggio permanente sullo sviluppo delle normative di soft e hard law relative al tema climatico, finalizzato a valutare la tenuta dei propri strumenti e il loro eventuale adeguamento; per dettagli si rimanda al paragrafo Trasparenza nella Disclosure.

# IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ CONNESSI AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

## Impatti legati ai cambiamenti climatici

### (vista inside-out)

### [FASE 2 DELLA DUE DILIGENCE]

Il processo svolto da Eni per individuare i propri impatti legati ai cambiamenti climatici ha considerato riferimenti scientifici[30], normativi e Linee Guida[31], dai quali emerge che la stima delle emissioni GHG è il criterio indicato per valutare l'impatto negativo dell'impresa verso l'esterno. Consapevole della necessità di una risposta collettiva alla sfida globale della decarbonizzazione, Eni è da tempo impegnata in un percorso di riduzione delle emissioni GHG verso il traguardo della Neutralità carbonica al 2050. Ispirandosi alle raccomandazioni dei principali standard internazionali e alle best practice di settore[32], Eni ha implementato procedure interne per l'identificazione delle sorgenti emissive e delle metodologie per il calcolo delle emissioni di GHG dirette e indirette a livello bottom-up, partendo dalle valutazioni degli operatori dei singoli siti industriali che vengono poi successivamente consolidate a livello centrale. Grazie alla mappatura della componente emissiva legata alle attività di oltre 600 società, in 64 Paesi, Eni ha definito un inventario per le emissioni GHG effettive dirette e indirette. Al fine di rendere il processo di raccolta e controllo dei dati

(30) La posizione prevalente della comunità scientifica individua nelle emissioni GHG la causa dei cambiamenti climatici, riconoscendo in ogni caso che non vi sia un rapporto lineare tra emissioni GHG e gli impatti dei cambiamenti climatici. Cfr. AR6 IPCC e, ad esempio, Rial et al., 2004; Trudinger, and Enting, 2005; Millar et al., 2017.
(31) Come, ad esempio, quanto indicato nella sezione "Obbligo di informativa relativo all' ESRS 2 IRO-1", paragrafo 20, comma a) dell'ESRS E1.
(32) WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative e la IPIECA/API/IOGP Petroleum industry guideline for reporting greenhouse gas emissions 2011.

solido e strutturato, sono state implementate specifiche procedure e adeguati presidi di controllo. L'impatto emissivo del Gruppo è valutato anche a livello prospettico stimando le emissioni GHG potenziali sulla base del Piano Strategico definito fino al 2050. Per ulteriori dettagli si rimanda alle sezioni Metriche e Metriche: metodologie di riferimento.

## PROCESSO DI PRIORITIZZAZIONE DEGLI IMPATTI EMISSIVI

Dai primi anni 2000 Eni si è dotata di un inventario emissivo contenente informazioni funzionali (es. breakdown geografico, di business, di tipologia di sorgente) volte a identificare gli ambiti di intervento prioritario anche alla luce dei principali trend del dibattito climatico esterno. A titolo di esempio, le decisioni prese nei consessi internazionali (es. COP)[33], gli scenari energetici e climatici e gli studi internazionali delle Nazioni Unite , tra cui i rapporti scientifici pubblicati dall'IPCC, forniscono indicazioni in merito alle principali leve di decarbonizzazione utilizzabili (si veda Scenari delle principali organizzazioni internazionali). In particolare, dall'analisi del contesto esterno emerge l'orientamento a focalizzare le azioni sulla riduzione delle emissioni Scope 1 e 2, su interventi per i quali esistono margini di mitigazione tecnologicamente traguardabili e sulla riduzione delle emissioni di metano, gas serra con un potere climalterante[34] più alto dell'anidride carbonica e per il quale esistono già soluzioni economicamente e tecnicamente perseguibili. Sulla base di queste evidenze e dell'analisi del proprio inventario emissivo, fin dal 2015 Eni si è dotata di una serie di obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG dei propri asset, con un focus specifico sul metano e sul flaring. Tali obiettivi sono stati rilanciati nel corso degli anni: da un lato, è aumentato il numero di indicatori di riferimento, dall'altro, sono stati adottati obiettivi sempre più sfidanti e ambiziosi. A partire dal 2020, Eni ha definito un percorso e obiettivi specifici per raggiungere la Neutralità carbonica al 2050, riferita all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti; per dettagli si rimanda alla sezione Strategia di decarbonizzazione. Il processo di individuazione, valutazione e prioritizzazione degli impatti emissivi viene aggiornato e modificato con cadenza annuale; negli anni tale processo ha, inoltre, registrato un progressivo affinamento, in linea con il maturare delle evidenze scientifiche e con la crescita della consapevolezza climatica a livello internazionale.

## Rischi e opportunità climatiche per l'impresa (vista outside-in)

L'analisi di doppia materialità di Eni si completa con l'individuazione e la valutazione del rischio e delle opportunità climatiche. Il rischio connesso al cambiamento climatico identifica la possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possono generare rischi di transizione (di mercato, normativi e legali, tecnologici e reputazionali) e rischi fisici (acuti e cronici) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo. Vengono altresì considerati i rischi connessi all'implementazione delle azioni strategiche pianificate. Le opportunità riscontrate fanno riferimento alla possibilità di sviluppare prodotti e servizi a ridotto impatto emissivo, nonché tecnologie per la mitigazione e la compensazione delle emissioni GHG. Il processo per identificare e valutare i rischi connessi al clima è parte del Modello di ▶ Risk Management Integrato, come descritto nel paragrafo Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità. Questo processo assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi dei 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 di de-risking. I rischi, incluso il climate change, sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli effetti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; tali rischi sono inoltre rappresentati su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. Su questa scala, il cambiamento climatico è considerato per Eni un top risk.

## ANALISI DEGLI SCENARI

L'individuazione dei rischi di transizione e fisici e delle opportunità climatiche di Eni è supportata anche da un'approfondita analisi degli scenari climatici. Nel contesto internazionale esistono attualmente molteplici scenari, elaborati da numerosi analisti, organizzazioni, energy company e consulenti di settore, che seguono logiche di costruzione differenti e costruiscono un range di possibili evoluzioni per il sistema energetico futuro, partendo da mix diversificati di leve, tecnologie, ipotesi sull'evoluzione delle abitudini di consumo e di policy. Tali percorsi hanno lo scopo di indicare una possibile direzione futura fornendo un quadro di riferimento anche per orientare al meglio gli indirizzi e le scelte di policy. Eni analizza diversi percorsi futuri con mix eterogenei di soluzioni e traguardi. Tra questi, un ruolo di particolare rilievo è svolto dai percorsi rappresentati da IEA e IPCC.

(33) Ad esempio, la decisone (1/CMA.5) adottata durante la COP28 (2023) dove si è verificato i progressi per il raggiungimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi e individuato misure e best practice e opportunità per i Paesi nella revisione dei propri Nationally Determined Contribution (NDCs).
(34) È la capacità di un gas di persistere nell'atmosfera per un determinato arco temporale. Per maggiori dettagli si veda Metriche: metodologie di riferimento.

## SCENARI DELLE PRINCIPALI ORGANIZZAZIONI INTERNAZIONALI

**L'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA)** elabora tre scenari energetici: (i) Stated Policies - STEPS a politiche approvate e un incremento della temperatura atteso di 2,4°C nel 2100 (probabilità del 50%); (ii) Announced Pledges - APS che traguarda, nei tempi annunciati, gli obiettivi Net Zero dichiarati dai singoli Paesi con un incremento della temperatura atteso di 1,7°C nel 2100 (probabilità del 50%); (iii) Net Zero Emissions - NZE che impone l'azzeramento delle emissioni nette @2050 consistente con il contenimento dell'incremento della temperatura a 1,5°C con overshoot limitato[35] (probabilità del 50%). Tali previsioni, partono da alcune ipotesi comuni, riguardanti l'evoluzione del contesto demografico ed economico previsti continuare a crescere rispettivamente al +0,7% e +2,7 medio annuo tra il 2023 e il 2050. Nello specifico nello scenario NZE[36], di cui IEA fornisce dettagli numerici solo su scala globale, la decarbonizzazione del sistema energetico è resa possibile da un ricorso crescente a elettrificazione e rinnovabili intermittenti (la cui quota sul mix di generazione elettrica passa dal 13% attuale a circa il 75% @2050), un miglioramento dell'efficienza energetica, una rapida evoluzione tecnologica (CCUS, BECCS e DACS) ed un'evoluzione delle abitudini di consumo verso standard di maggiore sostenibilità. In termini di mix energetico, nello scenario NZE si assiste ad una sostanziale riduzione del ruolo delle fossili il cui peso sul mix mondiale passa da poco meno dell'80% attuale a poco meno del 15% al 2050, a fronte di una domanda energetica in decrescita del -0,5% medio annuo tra il 2023 e il 2050. In tale contesto, le emissioni nette di $CO_2$ del comparto energetico – previste per costruzione azzerarsi al 2050 – tra il 2019 e il 2030 sono previste ridursi del 30%. Tale calo deriva in prima battuta dalla riduzione del ricorso su scala globale al carbone (la fonte a maggior impatto ambientale), le cui emissioni si riducono del 42% (vs. un calo atteso del consumo del -40%), seguito dal petrolio (emissioni $CO_2$ - 28% vs. calo del consumo del -21%) e in misura più contenuta dal gas naturale (emissioni $CO_2$ -14%, vs. calo consumo del -15%). Complessivamente, il calo delle emissioni del comparto Oil & Gas tra il 2019-2030 è prossimo al -23% a fronte di una riduzione complessiva del consumo delle due fonti del -18%.

**L'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)**, nel suo ultimo report (AR6, 2021), propone 5 narrative possibili per lo sviluppo della popolazione e dell'economia mondiale chiamati SSP (Shared Socioeconomic Pathways) che, combinati con i 7 percorsi di concentrazioni delle emissioni GHG, anche detti RCP[37] (Representative Concentration Pathways), definiscono gli scenari climatici. Questi ultimi, sono raggruppati in 8 categorie (C1-C8)[38] in base all'incremento di temperatura al 2100 associata a ciascuno scenario. In particolare, nella categoria C1 sono raggruppati 97 scenari che consentono di limitare l'aumento della temperatura media globale entro 1,5°C senza o con overshoot limitato (azzeramento delle emissioni nette in un arco temporale che varia dal 2030 al 2100, a seconda dello scenario) (probabilità >50%). Gli scenari in tale gruppo sono basati su percorsi di sviluppo sostenibile SSP1[39] o intermedio SSP2[40] e su una bassa concentrazione di emissioni GHG - RCP 1.9. Questi scenari prevedono percorsi di decarbonizzazione del sistema energetico che, pur adottando leve e tecnologie simili a quelle utilizzate dallo scenario IEA NZE, ne propongono combinazioni diverse. Ad esempio, l'elettrificazione, in questi percorsi, non necessariamente prevede il ricorso quasi esclusivo alle rinnovabili intermittenti, ma può derivare anche da un utilizzo crescente del nucleare. In questi scenari, inoltre, il valore mediano della riduzione di energia primaria attesa a livello globale tra il 2019-2030 da carbone è prossimo al 75%, laddove per petrolio e gas è attesa essere prossima al 10%. Infine, nella categoria C8 sono raggruppati 29 scenari che prevedono un raddoppio delle emissioni GHG globali rispetto ai livelli del 2015 e un aumento della temperatura media globale di oltre 4°C. Quest'ultimi descrivono il potenziale incremento nella frequenza e nell'intensità di alcuni fenomeni meteoclimatici acuti e cronici (es. ondate di calore, precipitazioni intense, riduzione dei ghiacciai, etc.). Il trend socioeconomico sottostante a questi scenari è SSP5[41], che viene combinato con una concentrazione alta di emissioni GHG - RCP 8.5.

(35) L'overshoot è il superamento temporaneo di un determinato livello di riscaldamento globale, come ad esempio 1,5°C. L'overshoot implica un picco della temperatura, seguito da una diminuzione del riscaldamento globale, ottenuta attraverso la rimozione antropogenica di $CO_2$ che supera le emissioni residue di $CO_2$ a livello globale (fonte: glossario IPCC "Special Report: Global warming of 1.5°C"). Esistono due tipologie di overshoot: "limitato" si riferisce al superamento del riscaldamento globale di 1,5°C fino a circa 0,1°C, "elevato" si riferisce ad un superamento di 0,1°C-0,3°C, in entrambi i casi per un periodo di diversi decenni (fonte: "Climate Change Synthesis Report" IPCC, 2023).
(36) World Energy Outlook 2024.
(37) Gli RCP (Representative Concentration Pathways) sono scenari che includono serie temporali di emissioni e concentrazioni di tutti i GHG, aerosol e gas chimicamente attivi, nonché l'uso del suolo/copertura del suolo. Il termine "rappresentativo" indica che ogni RCP fornisce solo uno dei tanti possibili scenari che potrebbero portare a specifiche caratteristiche di forzante radiativo (W m–2). Il termine "percorso" sottolinea che non solo i livelli di concentrazione a lungo termine sono di interesse, ma anche la traiettoria seguita nel tempo per raggiungere quel risultato (fonte: Glossario IPCC).
(38) Le categorie vanno da emissioni molto basse (C1) a emissioni molto elevate (C8), con categorie intermedie che limitano il riscaldamento globale a soglie di temperature diverse: C2 a 1,5°C dopo un alto overshoot; C3-C4 a 2°C; C5 a 2,5°C; C6 a 3°C; C7 a 4°C (fonte: "Climate Change Synthesis Report" IPCC, 2023).
(39) SSP1, "percorso della sostenibilità", si caratterizza per un'elevata attenzione alla sostenibilità, uno sviluppo inclusivo, ridotte disuguaglianze economiche e sociali ed una protezione per l'ambiente (fonte: IPCC Focal Point for Italy).
(40) SSP2, "percorso intermedio", è rappresentata dai modelli di sviluppo storici continuando per tutto il XXI secolo (fonte: IPCC Focal Point for Italy).
(41) SSP5, "percorso di crescita rapida", si caratterizza da una rapida crescita economica e un'economia ad alta intensità energetica, basata sui combustibili fossili, con conseguenti sfide significative per il clima (fonte: "Climate Change Synthesis Report", IPCC, e IPCC Focal Point for Italy).

## Rischi di transizione

Il contesto in cui Eni opera è influenzato in maniera rilevante dagli impegni globali per il raggiungimento della neutralità carbonica e il possibile cambiamento delle preferenze dei consumatori che potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda di idrocarburi nel medio-lungo termine e un aumento dei costi operativi del settore Oil & Gas. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono le decisioni di investimento a lungo termine rischiose. Inoltre, la crescente attenzione del dibattito pubblico al cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società Oil & Gas. Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver o eventi di transizione (di mercato, normativi e legali, tecnologici e reputazionali) si rimanda alla sezione ▶ Fattori di rischio e incertezza. Si riporta in tabella una sintesi dei principali rischi individuati da Eni sulla base dei principali eventi di transizione.

### EVOLUZIONE DEL MERCATO

- Incertezza sullo sviluppo dei mercati per nuovi prodotti;
- Cambiamento delle preferenze dei consumatori (es. declino della domanda globale di idrocarburi).

### TEMI NORMATIVI E LEGALI

- Introduzione di nuovi obblighi di disclosure climatica;
- Incertezza sull'evoluzione del framework normativo con potenziali impatti sulla strategia di lungo termine;
- Procedimenti in materia di climate change e greenwashing.

### EVOLUZIONE TECNOLOGICA

- Redditività e rischi specifici di tecnologia per la transizione;
- Ritardi nello sviluppo delle tecnologie e delle filiere tecnologiche necessarie a rispondere ai target di decarbonizzazione;
- Mancato presidio di tecnologie che si rivelano importanti ai fini della transizione.

### REPUTAZIONE

- Deterioramento dell'immagine del settore a fronte di accuse di greenwashing;
- Deterioramento dell'appeal del settore/azienda per talent attraction & retention;
- Minore attrattività del settore nei confronti degli investitori/finanziatori e potenziale rischio disinvestimento.

In risposta a queste tendenze emergenti, Eni individua azioni di trattamento (si veda ▶ Risk Management Integrato) al fine di minimizzare i rischi. Nello specifico, Eni valuta le potenziali variabili che possono incidere sui costi operativi, come i prezzi del carbonio, e monitora la **resilienza della strategia** agli scenari di transizione (si veda scenario IEA NZE, Scenari delle principali organizzazioni internazionali).

### INTERNAL CARBON PRICING

Eni nel 2024 ha utilizzato un meccanismo di internal carbon pricing (shadow price) per valutare la propria esposizione economico-finanziaria al rischio dell'introduzione di sistemi di carbon pricing nei Paesi in cui opera. Il rendimento dei principali progetti di investimento viene testato utilizzando una sensitivity ad un valore di internal carbon pricing, pari a 45 $/ton $CO_2$eq. (termini reali nel 2021), poi aggiornato ad un tasso d'inflazione del 2% anno. Eni applica l'internal carbon pricing per i progetti sviluppati in Paesi che non sono dotati di meccanismi di carbon pricing obbligatori[42]. I risultati sono esaminati dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento (Final investment decision - FID), rientrante nelle soglie ad esso riservate, che successivamente durante il monitoraggio annuale dei progetti.

(42) Qualora la legislazione vigente del Paese preveda espressamente una carbon tax, tale prezzo viene incluso nel base case e non si procede al calcolo della sensitivity.

## RESILIENZA DELLA STRATEGIA AGLI SCENARI DI TRANSIZIONE

I processi aziendali di pianificazione strategica e di selezione/monitoraggio degli investimenti hanno l'obiettivo di identificare le azioni per massimizzare il valore degli attivi del Gruppo considerando i rischi e le opportunità della transizione energetica. In tale ambito, con cadenza regolare, vengono definiti i piani di azione/spending per traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione a breve, medio e lungo termine sulla base di una serie di assunzioni base case circa la velocità di trasformazione del sistema energetico e le conseguenti ricadute sui prezzi. Il progress verso i target è oggetto di sistematico controllo e reporting. Uno degli strumenti utilizzati a consuntivo per assistere il management nella comprensione del grado di esposizione di Eni al rischio di transizione è l'analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a scenari di prezzi alternativi rispetto al base case. L'analisi verifica la variabilità dei valori patrimoniali e il possibile rischio di distribuire utili non realizzati in presenza di scenari di stress: (i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) incremento di un punto percentuale del tasso di attualizzazione (WACC adjusted) per la determinazione dei valori attuali netti degli attivi in ciascun Paese di attività; (iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della $CO_2$ dello scenario IEA Net Zero Emission 2050 (NZE 2050)[43]. Per maggiori dettagli sull'analisi e rispettivi risultati, si veda la ▶ Nota 15 del Bilancio Consolidato.

## Rischi fisici

I rischi fisici derivanti dai cambiamenti climatici possono essere determinati da singoli eventi (acuti) o da cambiamenti di lungo periodo (cronici) dei fenomeni climatici. Questi possono avere delle implicazioni finanziarie per le imprese, come danni diretti ai beni e impatti indiretti dovuti all'interruzione delle proprie operazioni e di quelle lungo la catena del valore, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura. Eni ha definito una metodologia per valutare l'esposizione ai rischi fisici degli asset di proprietà[44] e dei principali asset di terzi che fanno parte della catena del valore e la cui indisponibilità può causare ripercussioni sull'operabilità degli asset Eni. Ai fini dell'individuazione e la valutazione degli eventi climatici avversi e dell'evoluzione dei rischi fisici, Eni utilizza lo scenario IPCC SSP5 - 8.5, poiché scenario limite caratterizzato da un aumento della temperatura maggiore di 4°C entro il 2100 rispetto ai livelli pre-industriali (si vedano gli scenari IPCC categoria C8 Scenari delle principali organizzazioni internazionali). I principali pericoli legati al clima che Eni utilizza sono stati individuati a partire dalla tabella "classificazione dei pericoli legati al clima"[45] ed in relazione alla loro applicabilità rispetto alla tipologia degli asset Eni.

### ACQUA
- Innalzamento del livello del mare
- Stress idrico
- Siccità
- Forti precipitazioni (pioggia e grandine)
- Inondazione (costiera fluviale e pluviale)

### VENTI
- Cicloni
- Uragani
- Tifoni

### TEMPERATURA
- Incendio di incolto

### MASSA SOLIDA
- Frana

Rispetto ai rischi fisici sopraelencati, Eni sviluppa un esercizio di stress test sull'attuale portafoglio di asset su un orizzonte temporale di lungo periodo (20/30 anni). Tale valutazione è svolta con cadenza annuale ed è oggetto di continuo miglioramento, anche per rispondere alla futura evoluzione ed accuratezza dei modelli previsionali.

(43) Scenario riportato nel World Energy Outlook 2024, IEA-OECD.
(44) Si utilizzano le coordinate geografiche di ciascun asset Eni per valutare in maniera puntuale le metriche quantitative delle proiezioni dei differenti eventi naturali nei siti di presenza Eni.
(45) Regolamento delegato UE 2021/2139 della Commissione - Appendice A.

### RESILIENZA DEGLI ASSET AI RISCHI FISICI CLIMATE-RELATED

Una volta definiti i rischi fisici associati agli asset di Eni (rischio inerente), viene eseguita una valutazione delle mitigazioni o barriere esistenti, sia di carattere fisico che in termini di sistemi o procedure in essere. In seguito, per ciascun asset viene valutato il rischio residuo. In presenza di un livello di rischio residuo elevato, Eni mette in atto differenti tipologie di azioni: (i) per rischi cronici (es. water stress), sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento; (ii) per rischi acuti, è attivato il processo di asset integrity[46] che può condurre alla definizione e attuazione di un piano di adattamento. Dalle analisi di rischio fisico condotte nel 2024 sugli asset produttivi di Eni e sui principali asset della catena del valore, è emerso che il portafoglio Eni risulta sostanzialmente resiliente ai rischi fisici connessi al cambiamento climatico. Le ragioni principali della resilienza complessiva a livello di portafoglio degli asset Eni sono riconducibili: (i) alla resilienza intrinseca degli asset stessi (già progettati con criteri di design stringenti rispetto al verificarsi di eventi naturali estremi); e (ii) alla diversificazione geografica del portafoglio asset.

## Opportunità climatiche

Se da un lato gli eventi di transizione possono comportare dei rischi, dall'altro possono offrire delle opportunità, la cui realizzazione richiede una rigorosa disciplina nell'allocazione del capitale e un attento processo di pianificazione strategica. Le opportunità sono identificate a partire dal Piano Strategico, selezionando quelle già effettivamente perseguite dall'azienda. Per approfondimenti sul processo d'individuazione e valutazione delle opportunità di sostenibilità, tra cui quelle climatiche, si veda il paragrafo Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità. Eni, per cogliere le opportunità, sta integrando il proprio modello di business con soluzioni connesse alla transizione energetica, quali la crescita delle rinnovabili e di network EV attraverso Plenitude e lo sviluppo della bioraffinazione attraverso Enilive (si veda il capitolo ▶ Enilive e Plenitude). Dall'altro lato Eni sta attuando soluzioni volte a ridurre il proprio impatto emissivo e quello di terzi, come ad esempio lo sviluppo di progetti CCUS (si veda capitolo ▶ CCS e Agri). Inoltre, Eni continua a investire in R&S con progetti che puntano su tecnologie all'avanguardia come la fusione magnetica. Per lo sviluppo di tali opportunità, Eni si è dotata di una nuova organizzazione aziendale (si veda Politiche e Governance) e ha messo in atto la realizzazione di un modello satellitare[47], riducendo l'impegno finanziario per la crescita dei nuovi business ed esplicitando il loro valore di mercato.

# STRATEGIA DI DECARBONIZZAZIONE
## [FASE 3 DELLA DUE DILIGENCE]

## Piano di decarbonizzazione

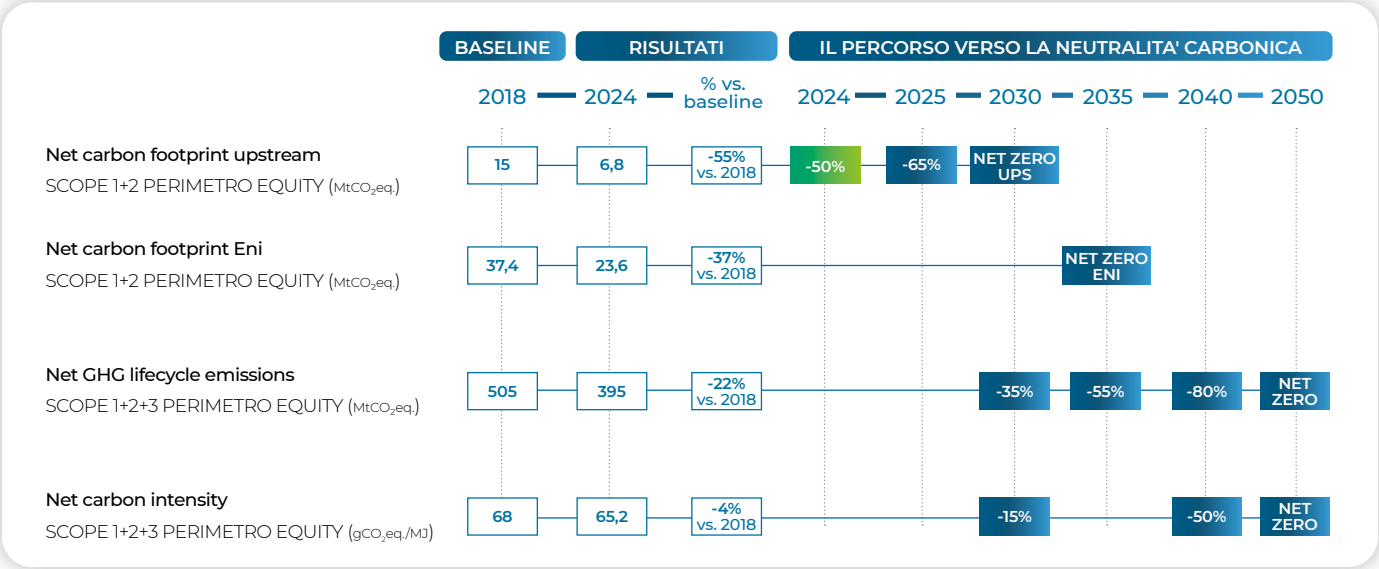
Eni sta affrontando le sfide poste in essere da un contesto energetico sempre più complesso e in rapida evoluzione con una strategia che punta alla riduzione progressiva dell'impatto emissivo direttamente e indirettamente associato all'attività di impresa, offrendo al contempo i prodotti energetici richiesti dai propri clienti. Tale approccio coniuga esigenze di: (i) sostenibilità ambientale; (ii) sicurezza degli approvvigionamenti, ovvero la capacità di contribuire ad assicurare la disponibilità ininterrotta di risorse energetiche sufficienti ad alimentare le attività umane e a garantire il soddisfacimento dei bisogni essenziali; (iii) equità energetica, da intendersi come la possibilità dei cittadini di accedere in maniera equa e non discriminatoria a energia adeguata, affidabile ed economica. In risposta a tali sfide, Eni è da tempo 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; inoltre, dal 2020 ha definito un percorso verso la Neutralità Carbonica che si esplicita attraverso una serie di obiettivi, con tappe intermedie, che porteranno progressivamente all'azzeramento netto (Net Zero) al 2050 degli indicatori Net GHG lifecycle emissions Scope 1, 2 e 3 e Net Carbon Intensity, associati al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti. Le tappe di tale percorso sono state identificate sulla base di un esercizio di prioritizzazione delle differenti azioni basato sia su analisi interne che su quanto proposto dai principali scenari internazionali che mirano alla Neutralità Carbonica al 2050 per mantenere, a livello globale, l'aumento di temperatura entro 1,5°C al 2100. Pur nei limiti del confronto, la struttura di questo percorso, in termini di leve e obiettivi di riduzione delle emissioni, risulta sostanzialmente compatibile a tali scenari. Per approfondimenti si vedano gli scenari IPCC categoria C1 e IEA NZE nei paragrafi Scenari delle principali organizzazioni internazionali; Principali obiettivi di riduzione delle emissioni GHG; Leve di decarbonizzazione. Nell'ambito della riduzione delle emissioni GHG Scope 1 e Scope 2, Eni ha deciso di focalizzarsi in primis sul settore Upstream, per il quale risultano già disponibili soluzioni tecnologicamente consolidate ed economicamente percorribili; le emissioni che non sono attualmente riducibili, vengono volontariamente compensate attraverso crediti di carbonio di alta qualità[48]. Eni ha definito obiettivi di azzeramento netto delle emissioni GHG Scope 1 e 2 per il solo settore Upstream al 2030 (Net Zero Carbon Footprint Usptream) e per tutta Eni al 2035 (Net Zero Carbon Footprint Eni) e un obiettivo di azzeramento netto delle emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti al 2050, sia in termini assoluti (Net Zero GHG Lifecycle Emissions) che di intensità (Net Zero Carbon Intensity[49]). La strategia di decarbonizzazio-

(46) Il processo di asset integrity viene applicato da Eni a tutti i propri asset per garantire la corretta progettazione e adeguata costruzione con i materiali più idonei, applicare il massimo rigore nell'operatività degli impianti e attuarne la corretta dismissione, gestendo anche i rischi residuali nel rispetto della sicurezza delle persone, la salvaguardia dell'ambiente e della reputazione.
(47) Si veda la pagina Eni.com Il modello Satellitare di Eni: un approccio distintivo.
(48) Certificati secondo standard del mercato volontario riconosciuti a livello internazionali e che sono accompagnati da certificazioni addizionali per attestare anche i benefici socio-ambientali delle attività di progetto (si veda paragrafo Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG).
(49) Tutti gli obiettivi di azzeramento netto delle emissioni GHG sono calcolati in quota equity.

ne di Eni verso la Neutralità Carbonica, che include l'impegno a ridurre le emissioni connesse principalmente all'utilizzo dei prodotti venduti, contribuisce anche a promuovere la decarbonizzazione della catena del valore (riducendo le emissioni Scope 3). Eni punta allo sviluppo di nuovi business ad alto potenziale legati alla transizione energetica attraverso la creazione di società indipendenti in grado di accedere al mercato dei capitali con una loro autonomia, così da poter finanziare la propria crescita rivolgendosi a investitori specializzati.

## PRINCIPALI OBIETTIVI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI GHG

In continuità con gli impegni sinora dichiarati e dato il contesto normativo ancora in evoluzione, Eni ha scelto di rappresentare il proprio percorso verso la Neutralità carbonica attraverso obiettivi basati su indicatori definiti su perimetro equity[50]. Gli indicatori Lifecycle (Net GHG Lifecycle Emissions e Net Carbon Intensity) sono contabilizzati attraverso l'adozione di una metodologia sviluppata nel 2020 in collaborazione con esperti indipendenti, che considera tutti i prodotti energetici venduti, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera. Tale metodologia è ispirata alla rendicontazione secondo gli standard internazionali (GHG Protocol[51], IPIECA[52]). Rispetto ai propri obiettivi, Eni stima sia il quantitativo di emissioni GHG ridotte, di anno in anno, rispetto alla baseline definita dall'impresa con riferimento al 2018, sia la riduzione prospettica delle emissioni GHG alla luce degli obiettivi definiti dall'impresa nel proprio Piano di decarbonizzazione (si veda la sezione Metriche del presente capitolo, e sezione metodologica nel capitolo conclusivo Principi e criteri metodologici).




**NET CARBON FOOTPRINT UPSTREAM, Scope 1+2**: rappresenta le emissioni GHG Scope 1+2 associate delle attività upstream operate da Eni o da terzi contabilizzate su base equity e al netto di crediti di carbonio principalmente da Natural Climate Solutions e da applicazione di soluzioni tecnologiche. Nel 2024, l'indicatore è in riduzione di circa il 25% rispetto al 2023, guidato principalmente dalle azioni di ottimizzazione nella gestione operativa e dalle attività progettuali volte alla generazione dei crediti di carbonio. Inoltre, nel 2024 il target di raggiungimento del -50% rispetto al 2018, è stato superato con una riduzione di circa il 55%. Il percorso è in linea con il raggiungimento dell'obiettivo net zero Carbon Footprint Upstream al 2030.

**NET CARBON FOOTPRINT ENI, Scope 1+2**: rappresenta le emissioni GHG Scope 1+2 associate delle attività operate da Eni o da terzi contabilizzate su base equity e al netto di crediti di carbonio principalmente da Natural Climate Solutions e da applicazione di soluzioni tecnologiche. Nel 2024, l'indicatore è in riduzione di circa il 10% rispetto al 2023, guidato principalmente dalle azioni di ottimizzazione nella gestione operativa e attività progettuali volte alla generazione dei crediti di carbonio. Rispetto al 2018, l'indicatore è in riduzione di circa il 37% in linea con il raggiungimento dell'obiettivo net zero Carbon Footprint Eni al 2035.

**NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS, Scope 1+2+3**: rappresenta le 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 di crediti di carbonio da Natural Climate Solutions e da applicazione di soluzioni tecnologiche. Nel 2024, l'indicatore è in lieve riduzione (-0,8%) rispetto al 2023, guidato principalmente dal settore raffinazione. Rispetto al valore di baseline, le emissioni si sono ridotte di circa il 22%.

**NET CARBON INTENSITY, Scope 1+2+3**: L'indicatore è calcolato come rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni, contabilizzate su base equity. Nel 2024, l'indicatore è in lieve riduzione (ca. 0,5%) grazie al minor impatto emissivo del mix di portafoglio. Rispetto al valore di baseline, l'indice si è ridotto di circa il 4%.

(50) I target sono definiti su base equity e presentano pertanto un perimetro differente da quello definito dalla reportistica richiesta da CSRD-ESRS. Per maggiori dettagli sulla riconciliazione dei perimetri si rimanda al paragrafo Metriche.
(51) WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative, A Corporate Accounting and Reporting Standard.
(52) Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions. Overview of methodologies, IPIECA - 2016.

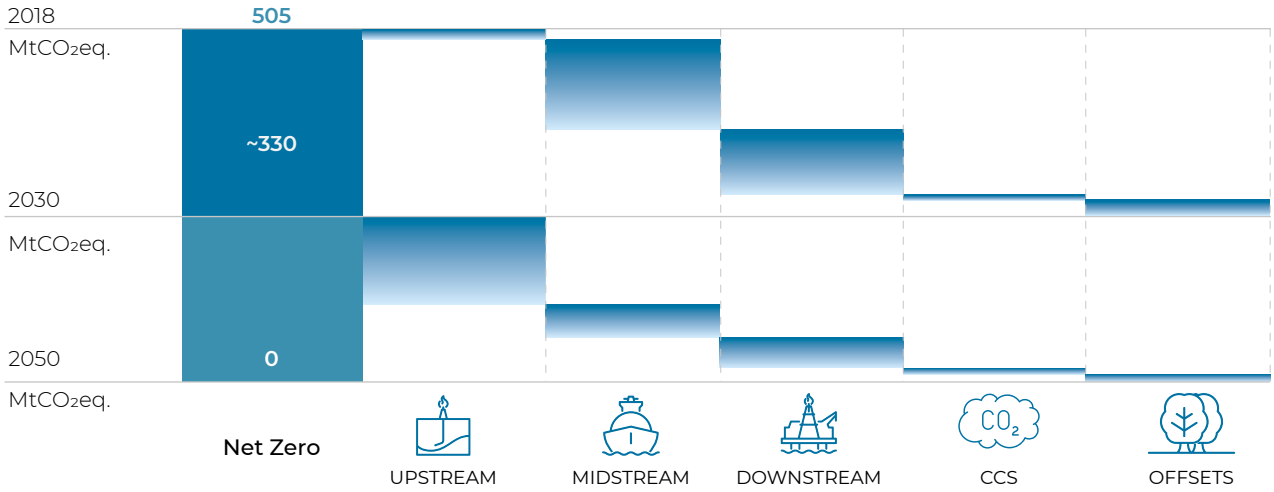
## LEVE DI DECARBONIZZAZIONE

Le leve e tecnologie di decarbonizzazione individuate da Eni nel proprio Piano di decarbonizzazione interessano in maniera trasversale i diversi business di Eni e vengono adottate e modulate in maniera mirata e con orizzonti temporali che tengono conto della maturità tecnologica e commerciale delle singole soluzioni. Dal 2018 al 2024, Eni ha implementato azioni che da un lato hanno permesso una riduzione delle emissioni Scope 1+2, connesse alle proprie operazioni, agendo prioritariamente su flaring e metano e interventi di efficienza energetica (si veda sezione Obiettivi per la riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business Upstream e Consumo di energia e mix energetico), che permettono una riduzione dei consumi di fonti fossili, e dall'altro hanno contribuito alla riduzione delle emissioni lungo la catena del valore (Scope 3), sfruttando in particolare le sinergie tra le attività tradizionali con i business legati alla transizione, azioni di portafoglio e beneficiando di una riduzione dei volumi di gas approvvigionato via pipeline. Eni ha inoltre avviato un processo di valorizzazione dei business della transizione al fine di promuovere soluzioni volte alla riduzione dell'intensità carbonica dei prodotti e servizi offerti, focalizzandosi sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (tramite la società Plenitude che nel 2024 ha raggiunto 4,1GW di capacità installata da rinnovabili, registrando un tasso di crescita annuo superiore al 30%), sulla produzione di biocarburanti (tramite Enilive che detiene una capacità di bioraffinazione pari a 1,65 MTPA beneficiando anche della sua presenza a livello internazionale) e sul servizio di cattura e stoccaggio della $CO_2$ (CCS) per terze parti. Oltre a proseguire con queste azioni, in ottica futura, le iniziative previste da Eni per la riduzione delle emissioni Net GHG Lifecycle Emissions Scope 1+2+3 nel percorso che porterà alla Neutralità Carbonica sono:

- nel **Downstream** lo sviluppo dei biocarburanti offre un'opportunità di conversione e di ridimensionamento dell'attuale capacità di raffinazione tradizionale di Eni, contribuendo in modo significativo alla decarbonizzazione del trasporto hard-to-abate ovvero aviazione, trasporto marittimo e trasporto pesante. Dopo la conversione di Porto Marghera (2014) e di Gela (2019), nel 2024 è stato dato avvio anche alla conversione del sito di Livorno. Eni ha un obiettivo di oltre 5 milioni di tonnellate di capacità di produzione di biocarburanti entro il 2030 e l'opzionalità per la produzione di SAF di oltre 2 milioni di tonnellate;
- una maggiore integrazione tra **Upstream e Midstream** permette di focalizzare il portafoglio gas su progetti equity LNG, con un beneficio in termini emissivi. Migliori performance in termini di efficienza e una crescita progressiva della componente gas inclusi i condensati sul totale della produzione (oltre il 60% al 2030 e il 90% dopo il 2040) contribuiscono a contenere l'aumento delle emissioni derivanti dalle produzioni upstream;
- la **CCS** è una leva di decarbonizzazione che rappresenta un'opportunità sia per ridurre le emissioni delle proprie attività sia come servizio per supportare la decarbonizzazione delle attività industriali di terzi. Nel 2024 è stata avviata la fase 1 di Ravenna e sta continuando il processo che porterà all'approvazione di Hynet nel Regno Unito nella prima metà del 2025. Sempre nel 2025, Eni lancerà una nuova società satellite di cattura e stoccaggio del carbonio. La capacità totale di stoccaggio al 100% (gross capacity) stimata ad oggi è di circa 3 miliardi di tonnellate con l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione annua di $CO_2$ di oltre 15 MTPA prima del 2030, in aumento fino a circa 40 MTPA dopo il 2030 per superare i 60 MTPA dopo il 2050 (per maggiori informazioni si veda la sezione ▶ CCS e Agri);
- infine, è prevista la compensazione delle emissioni residue attraverso **offset** principalmente da Natural Climate Solutions (NCS) che nel 2050, anno di Net Zero, si manterranno pari a 25 $MtCO_2eq.$ al di sotto della soglia del 10%, indicata dagli standard ESRS (si veda sezione Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG).

Relativamente al contributo dell'Intensity, Eni è impegnata a espandere la propria offerta di **soluzioni lower carbon**, come le **rinnovabili**, al fine di

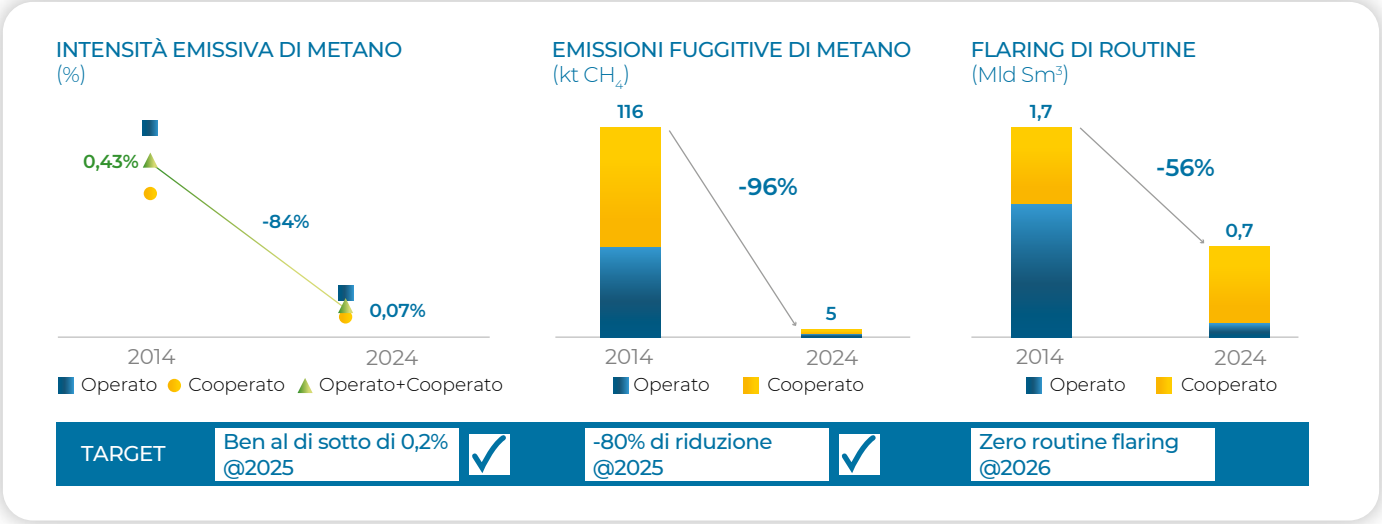
PRINCIPALI LEVE DI DECARBONIZZAZIONE



incrementare la produzione di nuove opzioni energetiche che combinate alla riduzione graduale delle emissioni assolute determinano un calo dell'intensità emissiva del proprio portafoglio (si veda sezione Metriche del presente capitolo). La velocità dell'evoluzione di tale trasformazione e il contributo relativo di ogni leva dipenderanno da una serie di variabili, tra cui l'andamento del mercato, lo scenario scientifico-tecnologico e la normativa di riferimento.

## OBIETTIVI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO E FLARING NEL BUSINESS UPSTREAM (ASSET OPERATI E COOPERATI)

Le azioni di riduzione delle emissioni di metano e flaring sono una parte fondamentale della strategia di decarbonizzazione di Eni e contribuiscono in maniera concreta alla riduzione delle emissioni dirette Scope 1.
Con un approccio che ha interessato prioritariamente il settore Upstream, Eni ha definito un obiettivo di mantenimento al 2025 dell'intensità emissiva di metano entro la soglia dello 0,2%, ritenuta dal settore indice di una gestione operativa con emissioni di metano prossime allo zero[53], ed ha aderito all'iniziativa Aiming For Zero lanciata da OGCI per l'eliminazione delle emissioni di metano dai propri asset entro il 2030. Eni ha definito un obiettivo di riduzione dell'80% delle emissioni fuggitive di metano (rispetto al 2014 - anno di base) entro il 2025. Tale obiettivo è già stato raggiunto nel 2019 grazie all'implementazione di campagne LDAR (Leak Detection And Repair[54]) svolte annualmente sugli asset gestiti da Eni. Eni ha progressivamente implementato un sistema di monitoraggio per misurare l'entità delle emissioni di metano nei suoi asset (per le attività a supporto dei nostri partner si veda sezione Partnership per la Decarbonizzazione). Nei propri siti Eni ha sviluppato diverse metodologie e soluzioni tecnologiche per identificare, quantificare e infine **ridurre le emissioni di metano**. Le campagne LDAR coprono la totalità degli asset gestiti da Eni e sono eseguite su base annuale anche attraverso tecnologie ottiche. Eni è stata riconosciuta come Gold Standard Reporting nell'ambito del programma Oil & Gas Methane Partnership (OGMP 2.0), come riportato nel Rapporto 2024 dell'Osservatorio internazionale sulle emissioni di metano (IMEO), pubblicato dal UNEP. Inoltre, negli ultimi anni, Eni ha dedicato uno sforzo crescente all'identificazione e all'implementazione di iniziative per **mitigare il gas flaring**. Ad oggi, esempi di questi progetti si trovano in Congo, Libia ed Egitto, dove le maggiori barriere logistiche, operative e di mercato hanno finora limitato la valorizzazione del gas associato. In tale ambito Eni sta avanzando verso l'obiettivo di zero routine flaring atteso nel corso del 2025 per le attività operate. Per le attività cooperate, il raggiungimento del target è legato al completamento dei progetti in Libia attualmente atteso nel corso del 2026. Infine, una parte fondamentale della strategia Eni sul metano è la collaborazione con altri operatori del settore e organizzazioni internazionali (si veda sezione Partnership per la Decarbonizzazione del presente capitolo).




## VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI LOCKED-IN

Le emissioni locked-in sono una stima delle emissioni GHG collegate ad asset e operazioni considerati non compatibili con un futuro lower carbon. Qualora tale scenario si verificasse durante la vita utile degli asset di un'impresa, questo potrebbe comportare una svalutazione degli asset a più alta intensità emissiva. Eni monitora le sue potenziali emissioni locked-in derivanti dai principali asset e progetti, mantenendo una prospettiva di medio-lungo termine attraverso il piano strategico e valutando i progressi verso il percorso di neutralità carbonica. Nell'Upstream, Eni adotta un approccio che tiene in considerazione il valore economico e l'intensità emissiva degli asset. Nello specifico, viene data priorità agli investimenti nelle risorse in produzione e nell'esplorazione di aree adiacenti agli asset/infrastrutture esistenti. Eni continuerà ad approcciare l'esplorazione con un modello che si basa sulla crescita organica e diluizione delle quote di partecipazione in scoperte a elevato potenziale e

(53) L'impegno "Near-Zero methane" dell'OGDC (O&G Decarbonization Charter – COP 28 UAE) è definito come intensità emissiva di metano inferiore allo 0,2%.
(54) Attività di monitoraggio e rilevazione delle perdite di metano, e successiva riparazione.

ridotti time to market e con una piena valorizzazione dei margini derivanti dalle produzioni equity. Questa analisi considera anche la potenziale intensità emissiva associata alle riserve per garantire che la produzione rimanga allineata con gli obiettivi di riduzione delle emissioni nel medio e lungo termine. Nel Downstream, Eni punta a migliorare l'efficienza delle proprie operazioni e a integrare nella sua offerta i prodotti lower carbon anche attraverso la conversione della capacità di raffinazione tradizionale. Inoltre, Eni valuta la resilienza del proprio portafoglio per mitigare i rischi associati agli stranded asset e applica un internal carbon pricing per garantire che i nuovi investimenti siano coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione; per dettagli si rimanda al paragrafo Rischi di transizione.

## CAPITAL ALLOCATION

Eni riconosce la necessità di garantire una transizione del sistema energetico che avvenga in modo ordinato attraverso una sostituzione graduale dei combustibili fossili con energia lower carbon. L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti lower carbon sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti destinati allo sviluppo di nuove soluzioni energetiche e servizi a supporto della transizione. Nel medio-lungo termine, Eni prevede di ridurre gradualmente la quota di spesa dedicata alle attività Oil & Gas, con il phase-out progressivo degli investimenti in attività o prodotti ad alta intensità di carbonio. Per gli investimenti 2024 relativi all'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi si veda la ▶ Nota 12 del Bilancio Consolidato[55]; nel 2024, la spesa per i progetti lower carbon è stata di €2,6 miliardi (oltre il 20% della spesa). Inoltre, si rimanda alla sezione relativa alla Tassonomia Europea per una riclassificazione di questi importi secondo i criteri più stringenti definiti dal regolamento europeo. Nel prossimo quadriennio 2025-2028, Eni prevede di destinare oltre il 30% della spesa in progetti lower carbon, pari a circa €13 miliardi. Di seguito il dettaglio delle risorse pianificate per le differenti azioni di decarbonizzazione a supporto del Piano di decarbonizzazione.

### SPESA[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2025-28 |
|---|---|---|---|
| **Valore totale** | (miliardi di €) | **2,6** | **13** |
| Generazione elettrica da fonti rinnovabili | | 1,0 | 4,1 |
| Riduzione delle emissioni GHG | | 0,4 | 2,5 |
| Bioraffinerie e biofeedstock | | 0,5 | 2,8 |
| Sviluppo portafoglio retail | | 0,3 | 1,2 |
| Ricerca per attività Lower Carbon | | 0,1 | 0,8 |
| Economia circolare e Altre iniziative (inc. riciclo, chimica bio, NCS e Venture Capital) | | 0,3 | 1,6 |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella Nota integrativa del bilancio consolidato Eni 2024, nelle voci in ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio consolidato.

Oltre il 40% della spesa in programma per il 2025-28 è allineata alla Tassonomia UE. Rispetto a tale regolamento, la previsione di spesa al 2028, si differenzia comprendendo anche gli interventi effettuati in joint venture, 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.

## BREVETTI ED INNOVAZIONE

L'innovazione è parte integrante del Codice Etico di Eni, con l'impegno ad acquisire competenze tecnologiche d'avanguardia. In particolare, il tema dell'innovazione è fortemente legato agli aspetti climatici e, nel quadriennio 2025-2028, l'azienda ha stabilito il target di mantenere il 70% della spesa R&S su temi relativi alla decarbonizzazione. Per il 2024, l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €178 milioni, di cui circa €145 milioni destinati al percorso di riduzione dell'impronta carbonica dei processi, all'economia circolare, allo sfruttamento delle energie rinnovabili e alla fusione a confinamento magnetico. Tale spesa include, in particolare, le tematiche di bioraffinazione, della chimica e della produzione di energia da fonti rinnovabili (incluse le biomasse), dello stoccaggio energetico, della cattura, del trasporto, stoccaggio e riutilizzo della $CO_2$, della riduzione dell'impronta carbonica dei processi, e della produzione di idrogeno verde.

### RICERCA & SVILUPPO

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spesa in R&S[(a)] | (M€) | 178 | 166 |
| *di cui: relative alla decarbonizzazione* | | *145* | *135* |
| Domande di primo deposito brevettuale | (numero) | 39 | 28 |
| *di cui: depositi sulle fonti rinnovabili* | | *23* | *14* |

(a) Le voci in tabella sono nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali".

(55) La società è esclusa dagli indici di riferimento UE secondo l'articolo 12, paragrafo 1, lettere da e) a g), e paragrafo 2, del Regolamento Delegato (UE) 2020/1818 della Commissione.

## COMPENSAZIONI E RIMOZIONI DELLE EMISSIONI GHG

Eni sostiene lo sviluppo di progetti volti alla generazione di crediti di carbonio nel mercato volontario per la compensazione delle emissioni GHG residuali altrimenti non ridotte, monitorandone la qualità e l'integrità. Eni intende utilizzare crediti di carbonio per raggiungere l'obiettivo Net Zero al 2050 per Net GHG lifecycle emissions e Net carbon intensity (Scope 1+2+3), dopo aver ridotto il 90-95% (come indicato dagli ESRS) delle emissioni GHG di filiera. Al momento, la maggior parte dei crediti di carbonio utilizzati da Eni derivano da progetti che mirano a realizzare la conservazione degli ecosistemi naturali e, pertanto, riducono le emissioni di $CO_2$ potenzialmente rilasciate in atmosfera. La strategia di Eni prevede di incrementare progressivamente la componente di crediti derivanti dai cosiddetti progetti Carbon Dioxide Removal (CDR), ovvero attività che catturano la $CO_2$ direttamente dall'atmosfera (es. ripristino di ecosistemi o incremento di stock di $CO_2$ nel suolo con opportune pratiche agricole). I crediti di carbonio utilizzati da Eni sono certificati secondo gli standard del mercato volontario riconosciuti a livello internazionale, quali il Verified Carbon Standard (VCS) di Verra o il Gold Standard (GS). Inoltre, i crediti sono accompagnati da una certificazione addizionale, quale, ad esempio, il Climate Community & Biodiversity Standards (CCBS) o il Sustainable Development Verified Impact Standard (SD VISta) che ne attesta i benefici socio-ambientali (es. conservazione della biodiversità, sviluppo economico e miglioramento delle condizioni di vita delle comunità locali). Nel 2019 Eni ha avviato le prime attività di **Natural Climate Solutions** (NCS)[56]. Si tratta di progetti per la protezione, la gestione sostenibile del territorio e il ripristino di ecosistemi naturali; queste iniziative conservano gli habitat in cui vivono piante e animali, aumentano la resilienza e le capacità di adattamento dei sistemi ambientali al cambiamento climatico e promuovono lo sviluppo sostenibile locale. I primi progetti promossi da Eni erano inquadrati nello schema "Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation" (REDD+), definito e promosso dalle Nazioni Unite. A questi si stanno aggiungendo iniziative di promozione dell'Agricoltura e della Gestione del suolo Sostenibili (Sustainable Agriculture and Land Management - SALM)[57]. In questo ambito, Eni ha avviato un primo progetto in Kenya, il Makueni Agroforestry Carbon Project (MACP), che si svilupperà su un'area target di 40.000 ettari, porterà benefici socioeconomici (es. stabilizzazione del reddito degli agricoltori) per circa 100.000 persone locali e contribuirà alla riduzione dell'erosione del suolo e al miglioramento della produttività e della fertilità delle terre agricole. L'applicazione di **soluzioni tecnologiche** rappresenta un'ulteriore leva di compensazione delle emissioni residue. Dal 2018, la società ha avviato il programma "Eni for Clean Cooking" per lo sviluppo di progetti che promuovono l'introduzione di sistemi di fornelli migliorati che garantiscono la riduzione del consumo di biomassa legnosa con l'obiettivo di migliorare le condizioni di salute delle persone e di promuovere la conservazione delle foreste[58]. Il programma è stato avviato in Congo, Mozambico, Angola, Ruanda, Tanzania e Costa d'Avorio, raggiungendo, dall'inizio delle iniziative, circa 1,5 milioni di persone[59]. La diffusione industriale dei sistemi di clean cooking consente anche di promuovere lo sviluppo dell'imprenditoria e dell'economia locale (i.e. produzione e distribuzione di fornelli). Nel corso del 2024, Eni ha aderito alla "Clean Cooking Declaration: Making 2024 the pivotal year for Clean Cooking", promossa dalla IEA in occasione del Summit sull'Africa, per accelerare l'accesso universale a sistemi di cottura più moderni. In aggiunta all'attività di sviluppo progettuale descritta, Plenitude si approvvigiona di crediti di carbonio principalmente tramite acquisti sul mercato volontario, in accordo ai medesimi standard di certificazione utilizzati da Eni. Di seguito si riportano i dettagli relativi ai crediti di carbonio annullati[60] nel 2024 e quelli futuri previsti[61].

### CREDITI DI CARBONIO ANNULLATI

| | Unità di misura | 2024 |
|---|---|---|
| **Totale** | ($MtCO_2$eq.) | 5,9[(a)] |
| Crediti da riduzione | (%) | 100 |
| Crediti da rimozione | | 0 |
| *di cui: rimozione biogenica* | | *0* |
| *di cui: rimozione tecnologica* | | *0* |
| Crediti verificati secondo lo standard VERRA | | 100 |
| Crediti da progetti in EU | | 0 |
| Crediti oggetto di corresponding adjustment secondo l'art.6 del P.A. | | 0 |

(a) Crediti che derivano dai progetti sostenuti da Eni SpA e che sono stati annullati a febbraio 2025. Inoltre, nel 2024 Plenitude ha acquistato 3,1 $MtCO_2$eq. (verificati da Gold Standard e da Verra) associati alle forniture di gas compensato, di cui: (i) 0,3 $MtCO_2$eq. che rappresentano la differenza fra i crediti di carbonio stimati e consuntivati del quarto trimestre del 2023 ed annullati ad ottobre 2024; (ii) 2,8 $MtCO_2$eq. che rappresentano la stima di acquisto di crediti di carbonio per il 2024, che sarà finalizzata nel corso del 2025. Di questi, 1,8 $MtCO_2$eq., legati al consumo di gas fatturato da gennaio a settembre 2024, sono stati compensati a febbraio 2025. La restante parte stimata 1 $MtCO_2$eq., relativa al consumo di gas fatturato da ottobre a dicembre 2024, verrà invece compensata entro ottobre 2025. I suddetti crediti sono utilizzati per la compensazione delle emissioni per gli indicatori Net Carbon Footprint Scope 1+2 (Eni/UPS) e Net GHG Lifecycle Scope 1+2+3.

### CREDITI DI CARBONIO PREVISTI

| | Unità di misura | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| **Totale** | $MtCO_2$eq. | ~15 | ~20 | <25 |

(56) Le Natural Climate Solutions sono soluzioni per il climate change basate sulla natura. Si basano sulla capacità della natura di rimuovere e immagazzinare il carbonio dall'atmosfera. (Fonte: Natural Climate Solutions Alliance, NCSA, 2022).
(57) Tra le azioni afferenti alla categoria SALM si cita l'utilizzo di pratiche agricole in grado di aumentare la componente di carbonio organico nel suolo e l'integrazione di specie arboree nelle colture agricole.
(58) Il programma Eni for Clean Cooking prevede il progressivo passaggio a fornelli a induzione nelle aree urbane e a pirolisi nelle aree rurali, che promuovono l'utilizzo degli scarti agricoli.
(59) Sono inoltre in corso di valutazione l'espansione in altri Paesi dell'Africa Sub-Sahariana e Asia.
(60) Si intende l'azione di cancellare o annullare i crediti di carbonio nel registro telematico che li contiene, in modo che tali crediti non possano essere ulteriormente trasferiti o utilizzati per la compensazione delle emissioni (i.e. no double counting).
(61) Solo una quota dei crediti previsti in cancellazione negli anni target deriva da accordi contrattuali già oggi esistenti.

# METRICHE[62]
## [FASE 2 E 4 DELLA DUE DILIGENCE]

## Metriche GHG (Scope 1, 2 e 3)

Eni rendiconta le proprie emissioni GHG coerentemente con i principali standard internazionali e best practice di settore. In linea con i requisiti ESRS, le emissioni Scope 1 e Scope 2 sono rendicontate includendo nel perimetro di consolidamento le società controllate (consolidate integralmente) e, in quota, sia le attività in joint operation (incorporate e non) consolidate sia le attività afferenti ad iniziative minerarie gestite da operating company. Inoltre, per gli asset operati, le emissioni sono rendicontate al 100%. Le emissioni Scope 3 sono rendicontate, in accordo con la classificazione fornita dal GHG Protocol e secondo gli standard metodologici disponibili di settore, in accordo con criteri di significatività e comprendono le emissioni associate alla catena del valore delle attività di Eni. In aggiunta alle metriche sopra descritte, Eni rendiconta le emissioni per una serie di ulteriori indicatori ("Entity Specific") utilizzati per tracciare le performance operative e i progressi nel percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050. Per maggiori dettagli sulle metodologie di rendicontazione adottate, l'analisi di materialità delle fonti emissive ed altri aspetti gestionali connessi alla contabilizzazione dei gas serra, si rimanda alla sezione dedicata (si veda Metriche: metodologie di riferimento).

### EMISSIONI GHG SCOPE 1 E 2

| | Unità di misura | 2024 Totale (ESRS) | 2024 di cui consolidato[a] | 2023 Totale (ESRS) | 2023 di cui consolidato[a] | Trend 2024 vs. 2023[c] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Emissioni GHG Scope 1** | | | | | | |
| Emissioni GHG dirette Scope 1 | ($MtCO_2eq.$) | 31,1 | 27,4 | 32,3 | 27,9 | -4% |
| *di cui: $CO_2$ equivalente da combustione e da processo* | | *25,3* | *22,9* | *26,5* | *23,5* | *-5%* |
| *di cui: $CO_2$ equivalente da flaring* | | *3,6* | *2,5* | *3,9* | *2,7* | *-8%* |
| *di cui: $CO_2$ equivalente da venting* | | *2* | *1,9* | *1,7* | *1,6* | *17%* |
| *di cui: $CO_2$ equivalente da emissioni fuggitive di metano* | | *0,2* | *0,1* | *0,2* | *0,2* | *-9%* |
| Percentuale di emissioni GHG Scope 1 coperta da sistemi regolamentati di scambio di quote | (%) | 58 | - | 57 | - | 1% |
| **Emissioni GHG Scope 2** | | | | | | |
| Emissioni GHG Scope 2 location-based[b] | ($MtCO_2eq.$) | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 5% |
| Emissioni GHG Scope 2 market-based[b] | | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | -6% |

(a) Il valore, riportato in questa colonna, si riferisce alle società consolidate, come richiesto dagli standard ESRS (E1-6 50a). La differenza tra il valore totale, calcolato secondo la metodologia ESRS, e le società consolidate si riferisce alle attività operate non consolidate (così come richiesto dal requisito degli ESRS E1-6 50b). Nel 2024 le Emissioni GHG Scope 1 operate non consolidate sono pari a 3,6 $MtCO_2eq$.
(b) Le Emissioni GHG Scope 2 location-based e market-based operate non consolidate sono pari a 0,03 $MtCO_2eq$. (così come richiesto dal requisito degli ESRS E1-6 50b).
(c) I trend e i valori totali riportati in tabella sono stati calcolati utilizzando un maggior numero di cifre decimali non riportate in tabella.

### EMISSIONI GHG SCOPE 3 E ALTRI INDICATORI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 | Trend[d] |
|---|---|---|---|---|
| **Emissioni GHG Scope 3 rilevanti** | | | | |
| Categoria 11. Utilizzo dei prodotti venduti[a] | ($MtCO_2eq.$) | 181,0 | 173,7 | 4% |
| **Emissioni GHG totali** | | | | |
| Emissioni GHG totali location-based | | 212,8 | 206,8 | 3% |
| Emissioni GHG totali market-based | | 212,9 | 207,0 | 3% |
| **Indicatori Entity Specific - Equity** | | | | |
| Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2) | | 6,8 | 9,0 | -25% |
| Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) | | 23,6 | 26,2 | -10% |
| Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[b] | | 395 | 398 | -1% |
| Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)[b] | (grammi di $CO_2eq./MJ$) | 65,2 | 65,6 | -1% |
| **Indicatori Entity Specific - 100% Operato** | | | | |
| Emissioni GHG dirette Scope 1[c] | ($MtCO_2eq.$) | 21,2 | 22,7 | -6% |
| Emissioni GHG indirette Scope 2 location-based | | 0,6 | 0,6 | +4% |
| Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1) | (migliaia di tonnellate di $CH_4$) | 16,0 | 16,6 | -3% |
| *di cui: fuggitive upstream* | | *1,7* | *2,0* | *-15%* |
| Intensità emissiva di metano upstream | (%) | 0,09 | 0,10 | -10% |
| Volume di idrocarburi inviati a flaring | (miliardi di $Sm^3$) | 0,84 | 0,89 | -6% |
| *di cui: di routine Upstream* | | *0,12* | *0,24* | *-51%* |

(a) 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. Le emissioni delle sole società consolidate ammontano a 137,2 $MtCO_2eq.$ nel 2024.
(b) Emissioni GHG associate al ciclo di vita (lifecycle) dei prodotti energetici venduti da Eni. Per maggiori informazioni si veda la Metriche: metodologie di riferimento.
(c) L'indicatore si riferisce alle attività consolidate operate (ossia una quota parte delle emissioni facenti capo a società consolidate, come richiesto dal riferimento degli standard ESRS E1-6 50a) nonché alle attività non consolidate ma operate. A differenza dell'indicatore totale ESRS, sono pertanto escluse le emissioni relative alle società consolidate non operate. Per le viste di settore si veda Andamento Operativo.
(d) I trend riportati in tabella sono stati calcolati utilizzando un maggior numero di cifre decimali non riportate in tabella.

(62) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.

Rispetto alla nuova modalità di presentazione dei dati con il perimetro richiesto dalla CSRD, le emissioni Scope 1 ammontano a 31,1 $MtCO_2eq.$, in riduzione di circa il 4% rispetto al 2023 principalmente nel settore Exploration and Production (calo legato alle cessioni di asset in Nigeria e in Congo ed alla realizzazione di progetti di valorizzazione del gas in Congo), e nel settore raffinazione in seguito a riassetto impiantistico e manutenzione. Si evidenzia che del totale consolidato (27,4 $MtCO_2eq.$), 9,8 $MtCO_2eq.$ (ossia il 36%) non si riferiscono ad asset operati da Eni. Le emissioni Scope 2 sono in lieve aumento in vista location based, mentre risultano in calo nella vista market based per effetto dell'incremento del ricorso alle garanzie di origine (principalmente in Versalis). Le emissioni Scope 3 categoria 11 (utilizzo prodotti venduti) ammontano nel 2024 a 181 $MtCO_2eq.$ e risultano in lieve aumento (+4%) in linea con l'aumento della produzione venduta Upstream. Le emissioni nette lifecycle Scope 1, 2 e 3 di Eni (395 $MtCO_2eq.$) sono in lieve riduzione rispetto al 2023; la riduzione rispetto al 2018 (base year) ammonta a circa 110 $MtCO_2eq.$ (-22%). Valorizzando, inoltre, il contributo nel 2024 della commercializzazione di LNG, energia elettrica rinnovabile e biocarburanti in termini di emissioni potenzialmente evitate[63] si otterrebbe un ulteriore saving di circa 13 $MtCO_2eq$[64].

**9,1** **$MtCO_2eq.$ evitate attraverso la vendita di LNG di Eni nel 2024, nell'ipotesi che il gas sostituisca combustibili fossili più emissivi (olio, carbone) nella fase di generazione dell'energia elettrica**

**1,9** **$MtCO_2eq.$ evitate attraverso la vendita di energia elettrica prodotta da rinnovabili di Eni nel 2024, nell'ipotesi che spiazzi emissioni associate al mix elettrico medio nel Paese di generazione**

**2,0** **$MtCO_2eq.$ evitate attraverso le produzioni vendute di biocarburanti di Eni nel 2024, considerando un saving emissivo di circa l'80% rispetto al valore medio del combustibile fossile di riferimento**

## RICONCILIAZIONE TRA PERIMETRO INDICATORI "ENTITY SPECIFIC" E METRICHE CSRD

Il progresso di Eni verso il percorso di neutralità carbonica al 2050 è monitorato attraverso una serie di indicatori rendicontati su perimetro equity, differente rispetto alle metriche riportate in tabella secondo perimetro CSRD. In particolare:

- Gli indicatori Net Carbon Footprint Equity (Scope 1+2) includono, rispetto agli indicatori CSRD, anche il contributo delle società JV/Collegate non operate e non consolidate, conteggiate in quota; di contro, per tutte le realtà consolidate integralmente, nonché per le ulteriori realtà operate da Eni, i dati sono conteggiati su base equity, proporzionalmente alla quota di partecipazione o al revenue interest.
- L'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) è costruito, rispetto alle metriche CSRD, secondo una vista equity based e considerando per le emissioni Scope 3 un perimetro più esteso che comprende anche i prodotti energetici acquistati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni). L'indicatore può essere riconciliato con i dati CSRD modificando le emissioni 1-2 come sopra descritto (al netto del contributo del settore chimico) e sottraendo le componenti emissive Scope 3 dei business mid-downstream (esclusi i crediti di carbonio utilizzati per compensare tali emissioni).

(63) Le emissioni evitate sono emissioni che sarebbero state rilasciate se una particolare azione o intervento non avesse avuto luogo; talune emissioni possono essere evitate utilizzando un prodotto o un servizio più efficiente e/o meno emissivo (ad esempio utilizzando energia rinnovabile invece di fonti fossili – vedasi WBCSD, 2023) con conseguenti minori emissioni di terzi.
(64) 1) LNG: ~9,1 $MtCO_2eq.$ - Nel calcolo del saving emissivo sono state considerate le share di gas destinate al settore power nei Paesi di vendita. Per tutte le fonti fossili analizzate (carbone, olio e LNG) si fa riferimento alle emissioni della sola fase di generazione di energia elettrica. Elaborazione sulla base dei dati IEA (Energy Balance 2024, Emission Factors 2021) ed Enerdata. 2) Rinnovabili: 1,9 $MtCO_2eq.$ - I fattori di emissione rappresentativi utilizzati sono stati elaborati sulla base dei dati IEA (Emission Factors 2024). 3) Biocarburanti: 2,0 $MtCO_2eq.$ - Il saving emissivo medio è stato calcolato come rapporto tra le emissioni associate alle quantità di biocarburanti HVO vendute nel 2024 e riportato nei certificati di sostenibilità e il valore del carburante fossile di riferimento definito nella direttiva RED III (pari a 94 $gCO_2eq./MJ$). Non è incluso nel calcolo il contributo delle produzioni relative alla bioraffineria di Chalmette in Louisiana.

## Consumo di energia e mix energetico[65]

Gli interventi di efficienza energetica effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di oltre 308 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (oltre 82%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 778 mila tonnellate di $CO_2$eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di $CO_2$ derivante da progetti di energy saving sale a circa 816 mila tonnellate di $CO_2$eq. Nel 2024, i consumi totali di energia di Eni (pari a 92,7 milioni di MWh) registrano una riduzione del 3% rispetto al 2023 per la contrazione dei consumi di energia fossile, in particolare per il calo di consumo di gas naturale legato alla cessione di Nigerian Agip Oil Co Ltd. I consumi di energia rinnovabile (pari a 587.259 MWh) registrano un aumento del 62% rispetto al 2023, per i maggiori acquisti di energia elettrica coperta da garanzie di origine e l'incremento dei consumi di energia da biomasse.

### ENERGY CONSUMPTION MIX

| | Unità di misura | 2024 Operato | 2024 Consolidato non operato | 2023 Operato |
|---|---|---|---|---|
| Consumo totale di energia | (MWh) | 92.738.602 | 32.150.544 | 95.227.735 |
| Consumo totale di energia fossile | | 92.151.343 | 32.077.325 | 94.865.743 |
| Consumo di carburante da petrolio allo stato naturale e prodotti petroliferi | | 22.658.539 | | 21.435.813 |
| Consumo di carburante proveniente da gas naturali | | 67.054.303 | | 71.165.300 |
| Consumo di carburante da altre risorse fossili | | 331.591 | | 194.506 |
| Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da fonti fossili | | 2.106.910 | | 2.070.123 |
| Consumo totale di energia rinnovabile | | 587.259 | 73.219 | 361.992 |
| Consumo di carburante da fonti rinnovabili, compresa la biomassa (comprendendo anche i rifiuti industriali e urbani di origine biologica, biogas, idrogeno rinnovabile ecc.) | | 355.385 | | 336.017 |
| Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da risorse rinnovabili | | 215.999 | | 9.750 |
| Consumo di energia rinnovabile non combustibile, autoprodotta | | 15.875 | | 16.225 |

### ENERGY PRODUCTION

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| **Indicatori Entity Specific - Equity** | | | |
| Capacità installata da fonti rinnovabili | (MW) | 3.851 | 3.056 |
| Capacità di bioraffinazione | (milioni di tonnellate/anno) | 1,65 | 1,65 |
| Produzioni vendute di biocarburanti | (migliaia di tonnellate) | 982 | 635 |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili[(a)] | (GWh) | 4.665 | 3.984 |
| **Indicatori - Operato** | | | |
| Produzione di energia non rinnovabile | (MWh) | 28.240.065 | 32.591.215 |

(a) Il dato si riferisce alla realtà Plenitude.

(65) I dati del 2023 relativi alle realtà consolidate non operate da Eni (ma da terzi) non sono presentati poiché, in passato, i dati venivano aggregati con una metodologia differente e quindi non sarebbero comparabili.

# TRASPARENZA E PARTNERSHIP

## Trasparenza nella Disclosure
### [FASE 5 DELLA DUE DILIGENCE]

Eni comunica le informazioni connesse ai temi climatici, secondo gli obblighi di legge in termini di informativa di sostenibilità, e adottando come riferimenti le principali linee guida volontarie e best practice di disclosure climatica, tra cui le Linee Guida OCSE per la vista inside-out e TCFD per la vista outside-in. Eni supporta la definizione di best practice per una disclosure completa ed efficace in materia di climate change. Un esempio è l'adesione di Eni al programma Oil & Gas Methane Partnership (OGMP 2.0) per il quale nel 2024 è stata riconosciuta come Gold Standard Reporting, come indicato nel Rapporto 2024 dell'Osservatorio internazionale sulle emissioni di metano (IMEO) pubblicato da UNEP. Questo riconoscimento sottolinea l'efficacia della strategia di decarbonizzazione di Eni nel misurare le emissioni di metano con l'obiettivo finale di ridurle e mitigarle. Nel corso del 2024, Eni ha condotto un'ampia campagna di misurazione del metano a livello mondiale. Una task force multidisciplinare dedicata ha supervisionato le attività, con un significativo supporto e impegno da parte di tutte le aree geografiche Eni, delle società di joint venture e dei partner. In un'ottica di miglioramento continuo della rappresentazione del proprio operato verso l'esterno, Eni nel 2024 ha deciso di ampliare la disclosure sugli sforzi per la riduzione emissioni di metano pubblicando per la prima volta un report dedicato. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico, insieme alla strategia messa in atto dall'azienda, hanno permesso ad Eni di essere valutata positivamente da parte dei principali rating ESG e benchmark climatici (si veda Rating ESG, Capital Market Update). Nell'ambito delle attività di advocacy, Eni condivide il proprio posizionamento sul cambiamento climatico e i temi di strategia climatica correlati (si veda Business Conduct).

## Partnership per la decarbonizzazione
### [FASE 3 DELLA DUE DILIGENCE]

Eni collabora e dialoga da tempo con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica attraverso la generazione di nuove conoscenze, la condivisione di best practice e la valorizzazione di iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Eni è membro fondatore dell'Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) dell'UNEP, dell'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) e dei Methane Guiding Principles (MGP) partecipando attivamente a gruppi di esperti, come IPIECA e IOGP. Inoltre, Eni è firmataria dell'Oil & Gas Decarbonization Charter (OGDC)[66], un'iniziativa chiave lanciata alla COP28 con l'obiettivo di far convergere il settore verso azioni trasparenti e concrete per ridurre le emissioni, tra cui il metano e il flaring. A supporto degli impegni presi, Eni ha aderito al fondo fiduciario Global Flaring and Methane Reduction (GFMR), iniziativa avviata dalla Banca Mondiale, volta ad aiutare Governi e operatori nazionali ad eliminare le emissioni di metano e il routine gas flaring entro il 2030; per maggiori dettagli si veda il Methane Report (2024). Queste collaborazioni hanno contribuito a sviluppare best practice per il monitoraggio delle emissioni di metano, la rendicontazione e la verifica e a promuovere l'impiego di nuove tecnologie per il monitoraggio e la riduzione delle emissioni in tutto il settore, ad esempio attraverso il Climate Investment fondato da OGCI. Eni ha inoltre firmato accordi di collaborazione con le compagnie petrolifere nazionali (NOC) e partner in joint venture, tra cui EGAS, Sonatrach e SOCAR, con l'obiettivo di condividere la propria esperienza nella gestione e riduzione delle emissioni di metano. Eni sviluppa partnership con le imprese energivore per lo sviluppo e la diffusione di soluzioni lower carbon. In tale ambito, Eni ha preso parte al "Patto per la Decarbonizzazione del Trasporto Aereo" (PACTA), un'iniziativa promossa insieme ad Aeroporti di Roma che riunisce rappresentanti delle istituzioni, stakeholder di settore, associazioni di categoria e del terzo settore con l'obiettivo di definire una roadmap per la decarbonizzazione del settore del trasporto aereo al 2050. Infine, Eni sviluppa soluzioni innovative insieme a università e start-up, come la fusione a confinamento magnetico, una fonte di energia che potrebbe rivoluzionare il mondo dell'energia con tecnologie a minori emissioni.

(66) Alla COP28, più di 50 compagnie si sono unite all'OGDC, di cui circa 30, per la prima volta, hanno sottoscritto l'impegno di raggiungere il Net Zero entro il 2050 per le emissioni GHG Scope 1 e 2, traguardare il Near Zero delle emissioni di metano e azzerare il routine gas flaring entro il 2030, oltre all'impegno a rendicontare sulle riduzioni ottenute.

# Ambiente e sistema di gestione Eni

Eni rivolge particolare attenzione all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione delle emissioni inquinanti, alla gestione dei rifiuti, alla tutela della biodiversità e dei servizi ecosistemici. Le tematiche ambientali, insieme ai temi di Salute e Sicurezza, sono gestite con un unico sistema di gestione HSE integrato, che definisce ruoli, responsabilità e modalità di gestione delle attività di tutti i settori per gli aspetti ambientali. Inoltre, per formare i dipendenti e la supply chain su questi aspetti, Eni prosegue un programma, avviato nel 2019, di sensibilizzazione e rafforzamento della cultura ambientale coinvolgendo tutti i livelli aziendali. Il piano ha coinvolto i siti operativi in Italia e si sta estendendo presso le consociate estere, anche con la sottoscrizione di Patti per l'ambiente e la sicurezza, che coinvolgono i fornitori in azioni di miglioramento tangibili e misurabili. Inoltre, nel 2024, Eni ha proseguito la promozione delle Environmental Golden Rules, per supportare l'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei dipendenti e dei fornitori, in coerenza con i valori, l'impegno e gli standard di Eni.

## Sistema di gestione HSE in Eni

Per la gestione dell'ambiente, della salute e della sicurezza nel posto di lavoro, Eni ha adottato un modello a tre livelli di responsabilità (datori di lavoro, soggetti apicali di area di business e vertice Eni), ognuno dei quali è supportato da una specifica funzione HSE. Allo scopo di garantire il controllo sulle attività, Eni, anche ai fini di prevenzione dei reati ai sensi del D.lgs. 231/2001, ha predisposto un adeguato modello di controllo in ambito HSE, coerente con la struttura e i livelli organizzativi e con il sistema di deleghe e le responsabilità attribuite. In linea con la certificazione ISO 14001:2015, nell'ambito del Sistema di Gestione, il singolo sito svolge, in relazione alle proprie attività, un processo di identificazione degli aspetti ambientali con la valutazione dei potenziali impatti e rischi associati, nonché l'individuazione e il monitoraggio di possibili opportunità. Il processo di valutazione considera il ciclo di vita degli asset e le attività nelle diverse condizioni operative (normali, anomale e di emergenza). Viene valutato il rischio[67] associato a ciascun aspetto/impatto ambientale sulla base di barriere tecnico-gestionali di mitigazione del rischio sviluppate in sito. Il processo di valutazione di impatti e rischi è periodico, monitorato e aggiornato al fine di assicurare e migliorare la qualità e l'efficacia del processo di identificazione, analisi e valutazione dei rischi, nonché di verificarne periodicamente la coerenza e l'adeguatezza e l'efficacia delle misure a presidio sviluppate. Il sistema normativo stabilisce l'allocazione di tutte le realtà Eni controllate in tre cluster di rischio HSE, in base alle attività svolte: (i) significativo (attività industriali), per cui è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, la certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001 e verifiche interne HSE annuali; (ii) 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; (iii) assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per cui non sono previsti obblighi specifici. Tutte le realtà a rischio significativo sono coperte da certificazione ISO 45001 e ISO 14001 o ne hanno pianificato il conseguimento (a fine 2024 l'86% ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e l'84% la ISO 14001), così come tutte le ulteriori realtà a rischio limitato con obbligo di sviluppo di un sistema di gestione HSE lo ha già implementato (86% nel 2024) o ne ha pianificato l'implementazione. In aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, vengono svolti, con frequenza infrannuale, ulteriori audit interni per verificare l'adeguatezza del Sistema di Gestione HSE e la verifica della conformità normativa. Nella fase di attuazione delle attività operative l'obiettivo è quello di gestire, ridurre ed eliminare i rischi e gli impatti sull'ambiente diretti e indiretti individuati, sia legati alle attività specifiche delle unità produttive/strutture organizzative, sia correlati ai diversi processi di progettazione, sviluppo, utilizzo e fine vita dei prodotti e servizi, tenendo in considerazione le varie fasi del ciclo di vita. In questa fase ci si assicura altresì l'adozione di opportune modalità di selezione e gestione dei fornitori, appaltatori e contrattisti nel rispetto delle normative HSE di Eni, prevedendo requisiti e controlli per l'intero processo, in fase di qualifica e durante l'esecuzione del contratto. Le procedure di valutazione degli impatti ambientali sono condivise con gli stakeholder locali in consultazioni pubbliche, laddove previsto dalla normativa vigente, e in taluni casi, anche su base volontaria. Infatti, l'inclusività e il coinvolgimento degli stakeholder è uno dei principi di riferimento per Eni, al fine di promuovere consultazioni preventive, libere e informate, considerando le loro istanze sulle attività, progetti ed iniziative di sviluppo. In generale, le esigenze e le aspettative delle parti interessate sono valutate dai siti Eni nell'ambito di analisi di contesto secondo la norma ISO 14001:2015 ed è assicurata la gestione dei reclami tramite il Grievance Mechanism e il processo di whistleblowing (si veda I diritti umani per Eni). Il monitoraggio, anche tramite il riesame HSE[68] e reporting rivestono un'importanza strategica nel mantenere il sistema organizzativo efficiente, supportando il processo decisionale ed individuando le aree di miglioramento e le azioni da implementare per conseguire gli obiettivi definiti. L'analisi effettuata sulle informazioni a livello di sito permette di identificare

(67) In questo contesto, la parola rischio non è intesa come materialità finanziaria, ma ci si riferisce alla combinazione della probabilità che un determinato evento si verifichi in un dato periodo o in circostanze specifiche e delle conseguenze che possono generarsi.
(68) Il Riesame HSE è finalizzato alla valutazione della gestione dei rischi HSE e alla verifica dell'idoneità, dell'adeguatezza e dell'efficacia del sistema di gestione HSE adottato.

le realtà più critiche e programmare eventuali interventi specifici con relative priorità. Per l'attuazione delle attività ambientali, ogni anno, all'interno del piano strategico di Eni vengono definite le risorse finanziare per conseguire gli impegni identificati, nonché per mantenere il sistema di gestione HSE. Per il prossimo quadriennio Eni ha stanziato risorse per €5,6 mld, in particolare per attività di bonifica di suolo e falde (€2,3 mld), recupero, trattamento e smaltimento rifiuti (€1,1 mld), flaring down (€0,9 mld), gestione sostenibile della risorsa idrica (€0,6 mld), abbattimento di inquinanti, monitoraggio e analisi dell'aria (€0,2 mld), interventi di energy saving (€0,1 mld), interventi di prevenzione spill e miglioramento dei sistemi di contenimento (€0,2 mld), interventi di monitoraggio, riduzione degli impatti su ecosistemi e biodiversità e ripristini ambientali (€0,1 mld).

# INQUINAMENTO

## POLITICHE[69]

L'impegno di Eni per il rispetto dell'ambiente è espresso all'interno del Codice Etico, in cui vengono approfonditi valori e principi che guidano un agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali. Inoltre, Eni ha un **corpo normativo interno** per la mitigazione degli impatti/rischi per l'ambiente e per l'organizzazione, relativi alla: (i) gestione del ciclo delle acque e minimizzazione, controllo e monitoraggio degli scarichi idrici; (ii) prevenzione, controllo e monitoraggio delle emissioni di inquinanti; (iii) prevenzione e monitoraggio degli sversamenti; (iv) contaminazione del suolo, sottosuolo e acque superficiali e di falda e relative azioni di messa in sicurezza di emergenza e bonifica; (v) gestione delle emergenze. Gli esiti delle valutazioni condotte per l'individuazione degli aspetti ambientali e dei relativi impatti/rischi permettono di individuare misure di prevenzione, protezione e mitigazione, per la tutela e salvaguardia dell'ambiente dal rilascio di eventuali inquinanti attraverso meccanismi di monitoraggio e controllo efficaci e periodicamente verificati.

## TARGET E IMPEGNI

Eni, seppur non identificando target quantitativi, è costantemente impegnata nell'implementazione di azioni mirate alla salvaguardia della risorsa idrica, della qualità dell'aria e dei suoli attraverso un approccio volto alla prevenzione e alla minimizzazione dei rischi e degli impatti delle emissioni in tali matrici ambientali. Eni adotta un corpo normativo interno e un sistema di gestione HSE che, sulla base della conoscenza del contesto di riferimento in cui opera, dell'identificazione degli obblighi legislativi, della conformità in materia ambientale e delle aspettative degli Stakeholder, garantisce la definizione di indirizzi operativi a tutti i business, il monitoraggio semestrale delle azioni necessarie per la loro attuazione con il monitoraggio delle metriche per il controllo puntuale delle performance e un intervento rapido nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi. Eni opera nel rispetto delle prescrizioni legislative anche attraverso sistemi di gestione HSE certificati secondo gli standard internazionali e, analogamente a quanto definito per la risorsa idrica, è in corso di valutazione l'adozione di target quantitativi relativi all'inquinamento, per i prossimi piani strategici. Si sottolinea che, l'impegno definito in termini di positività idrica (Gestione delle risorse idriche), in linea con l'approccio Net Positive Water Impact a cui si ispira Eni, considera intrinsecamente anche la dimensione della qualità delle acque e dunque può traguardare anche obiettivi di riduzione dell'inquinamento della risorsa idrica.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Gli impatti e i rischi materiali relativi al tema inquinamento sono connessi al potenziale rilascio di sostanze in aria, acqua o suolo connesso con le attività industriali di Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili, produzioni petrolchimiche e a potenziali malfunzionamenti nei sistemi di trattamento delle acque nelle attività di bonifica. Nonostante Eni operi in conformità alle normative nazionali e locali ed è soggetta a controlli da parte delle autorità competenti, tali attività sono esposte per loro natura a rischi operativi che possono portare ad impatti sull'ambiente e sulle persone di Eni, così come contrattisti, fornitori e partner commerciali e comunità locali. Tali rischi, sebbene vengano adottati efficaci sistemi preventivi e buone pratiche di gestione, possono portare al verificarsi di incidenti di processo, come incendi o esplosioni o incidenti di asset integrity, nonché ad altri rischi non legati al processo (come ad esempio nell'ambito del trasporto stradale, ferroviario, navale, delle stazioni di rifornimento, delle reti di distribuzione gas) o il verificarsi di un flusso incontrollato di idrocarburi dall'interno del pozzo (si veda ▶ Fattori di rischio e incertezza). Le emissioni in atmosfera per il settore Oil & Gas sono all'origine di impatti ambientali, in particolare di carattere locale quali la qualità dell'aria, le molestie olfattive, lo smog fotochimico, il fenomeno delle piogge acide (acidificazione). Le principali emissioni, legate soprattutto ai processi degli impianti industriali upstream e degli stabilimenti della generazione elettrica, della chimica e della raffinazione, riguardano gli ossidi di azoto ($NO_x$) e di zolfo ($SO_x$), il particolato (PM) e le sostanze organiche volatili non metaniche (NMVOC). Le stesse attività sono all'origine di impatti legati agli scarichi idrici per i quali Eni monitora attentamente la presenza di idrocarburi nelle acque di produzione upstream e nelle acque reflue industriali. Relativamente ai rilasci sul suolo, le attività Eni non prevedono scarichi di tipo operativo: tuttavia, rilasci di olio e altri prodotti chimici sono causati da perdite accidentali di contenimenti, principalmente associabili ad attività upstream e raffinazione, o atti illeciti (furti e sabotaggi). Inoltre, al fine di assicurare una gestione operativa adeguata a criteri avanzati di salvaguardia dell'ambiente e l'adozione di standard e soluzioni e best practice internazionali, Eni ha adottato un modello di responsabilità a più livelli e un sistema

(69) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.

normativo interno (si veda il capitolo Salute & sicurezza) che prevede tra l'altro l'adozione, da parte dei siti a maggiore rischio HSE, di sistemi di gestione certificati secondo gli standard ISO 14001 e ISO 50001 (oltre che ISO 45001 per i temi di salute e sicurezza). Il piano di technical audit e il sistema di controllo interno adottato per prevenire e minimizzare i rischi operativi permettono la verifica costante delle attività dei siti rispetto ai principi normativi Eni.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

Eni, nei diversi contesti geografici in cui opera, è impegnata a ridurre e minimizzare gli impatti delle proprie attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology (BAT)[70], sia tecniche che gestionali. Tra queste, l'attenzione, nei vari siti operativi, è rivolta sicuramente all'uso efficiente delle risorse naturali così come alla prevenzione/riduzione/controllo delle emissioni di inquinanti in acqua, alla minimizzazione delle emissioni inquinanti in atmosfera, alla riduzione degli oil spill e a monitorare l'efficacia delle azioni intraprese.

### Emissioni in atmosfera

Eni si è dotata di un modello operativo che assicura, oltre al rispetto della compliance normativa, un approccio volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi associati all'inquinamento atmosferico che le medesime emissioni possono provocare e ai potenziali effetti sulla qualità dell'aria locale. A tale scopo, Eni definisce e attua nei siti operativi un piano, su base continuativa, di monitoraggio e controllo sistematico, tenendo in considerazione il contesto territoriale e ambientale ed eventuali requisiti derivanti da leggi locali e/o da autorizzazioni specifiche alle emissioni, per assicurare le migliori performance in termini di contenimento dei rilasci in atmosfera; viene, inoltre, promossa l'applicazione delle migliori tecnologie dal punto di vista tecnico, operativo e gestionale durante il ciclo di vita degli impianti, a partire dalla progettazione mirata alla salvaguardia ambientale. In tutte le attività industriali Eni pone particolare attenzione ai potenziali effetti sull'atmosfera e sull'impatto odorigeno e, al fine di promuovere il costante miglioramento delle performance ambientali, tali aspetti sono continuamente presidiati attraverso attività di monitoraggio e controllo diretto delle singole sorgenti di emissione. Gli impianti industriali operano in linea con le norme e prescrizioni previste dalle autorizzazioni ambientali e con i principi fondamentali della prevenzione, protezione e mitigazione degli impatti ambientali orientando le proprie azioni ad un miglioramento continuo delle prestazioni ambientali e in un'ottica di sostenibilità complessiva. In particolare, nell'ambito EU le attività soggette alla direttiva sulle Emissioni Industriali (IED) operano anche in modo da assicurare l'ottemperanza a quanto espressamente previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo ed in coerenza con l'applicazione delle specifiche BAT in tema di emissioni in atmosfera in relazione alle diverse tipologie convogliate, diffuse, fuggitive e odorigene.

### Emissioni in acqua

Analoghe misure di prevenzione, monitoraggio e controllo vengono adottate, su base continuativa, nella gestione delle emissioni negli scarichi idrici, a salvaguardia non solo dell'uso della risorsa ma anche della qualità dell'ambiente idrico. Sia la realizzazione che la fase operativa dei progetti vengono condotte nel rispetto delle norme applicabili e delle prescrizioni dettate dalle autorizzazioni locali, che possono richiedere il coinvolgimento degli stakeholder locali. 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, basate sugli standard internazionali applicabili, e in considerazione della valutazione degli impatti sulla qualità delle acque. Eni effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici dopo eventuale trattamento e degli oli totali nelle acque di produzione scaricate. Sono inoltre adottate soglie di preallarme interne per specifici inquinanti nelle acque scaricate da ogni attività produttiva, allo scopo di avviare eventuali azioni correttive in maniera tempestiva, qualora necessario.

### Oil spill

L'esercizio degli asset Eni non prevede emissioni al suolo di carattere operativo, di conseguenza la potenziale contaminazione può derivare esclusivamente da rilasci involontari di carattere accidentale, quali spill operativi, e da effrazione di olio o prodotti chimici. Eni è costantemente impegnata nella gestione dei rischi e delle emergenze connesse a questi eventi, attraverso attività di prevenzione, preparazione, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione, il sistema e-vpms®[71] (Eni Vibroacustic Pipeline Monitoring System) per il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte, è presente su tutti gli oleodotti in esercizio in Italia ed è soggetto ad aggiornamenti tecnologici, anche al fine di rilevare interferenze con terze parti e prevenire effrazione. Nel 2024, ad esempio, è stata effettuata la manutenzione del sistema e-vpms® in Val d'Agri, congiuntamente all'aggiornamento tecnologico per il sistema di monitoraggio e allerta meteo per il controllo dei rischi idrogeologici e per la gestione dei deflussi idrici. Per l'individuazione dei potenziali spill in corso, Eni ha continuato ad investire sulla tecnologia proprietaria e-siam® (Eni Structural Integrity Acoustic Monitoring) per rilevare e localizzare fenomeni di corrosione e perdite da serbatoi e tubazioni e ha condotto test per sviluppare ulteriormente tale tecnologia. Per quanto riguarda la mitigazione, nell'anno, è stata standardizzata la metodologia volta alla valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali che possono coinvolgere le pipeline e sono state supportate le consociate nella valutazione preventiva delle migliori azioni di risposta, in caso di ipotetici sversamenti offshore, anche in linea con gli

(70) A titolo di riferimento si prendono in considerazione i documenti emessi dalla Commissione europea (BREF-BAT reference document).
(71) La tecnologia è progettata e sviluppata da Eni per svolgere attività di analisi e monitoraggio in tempo reale su condotte nuove o esistenti, sia per il trasporto di idrocarburi che di acqua, attraverso un innovativo sistema di onde vibroacustiche che rileva atti esterni, ad esempio tentativi di effrazione o urti accidentali delle condotte, e variazioni di flusso, massimizzando l'efficienza dei sistemi di trasporto.

standard di settore e le normative locali. Prosegue l'impegno in termini di verifica, monitoraggio e sostituzione delle pipeline onshore e offshore, al fine di garantire l'integrità degli asset e prevenire eventuali oil spill e sono in corso campagne per la sostituzione delle tratte più critiche. In particolare, per quanto riguarda gli asset onshore in Nigeria che sono stati oggetto di attività di sabotaggio negli ultimi anni, con effetti su vari aspetti del business, Eni ha sviluppato ed intensificato nel corso del tempo una strategia diretta ad evitare gli incidenti e a mitigare i loro potenziali effetti. Questa strategia è stata portata avanti fino alla vendita della società, che è stata completata nel 2024. Tale approccio si basava sulla rapida individuazione delle perdite, dei danni e delle attività illecite lungo le linee di trasporto, con l'obiettivo di intervenire tempestivamente per ridurle o evitarle. Infine, per rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a seguito di eventuali oil spill, Eni continua a partecipare a programmi di settore aderendo ad iniziative regionali anche in collaborazione con l'International Maritime Organization.

### SPESE[a]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese e investimenti protezione aria[b] | (M€) | 45,84[c] | 63,42 |
| *di cui: spese correnti* | | *38,58* | *34,45* |
| *di cui: investimenti* | | *7,25* | *28,97* |
| Spese e investimenti prevenzione spill | | 42,30 | 42,36 |
| *di cui: spese correnti* | | *12,89* | *9,90* |
| *di cui: investimenti* | | *29,41* | *32,46* |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.
(b) Per gli investimenti relativi attività di monitoraggio degli scarichi, si veda il capitolo Gestione delle risorse Idriche. Il totale delle spese è calcolato mediante l'utilizzo di decimali che non sono riportati in tabella.
(c) Il trend in riduzione è riconducibile a un valore elevato verificatosi nel 2023 a fronte di progetti specifici in alcuni siti.

# METRICHE[72]

## Inquinamento e oil spill

In continuità con la rendicontazione pregressa, di seguito si riportano le emissioni dei parametri $NO_x$, $SO_x$, NMVOC e PM, che costituiscono il set di inquinanti in atmosfera ritenuti rilevanti per il business Eni derivanti dai processi di combustione e dalle operazioni svolte. Analogamente nelle tabelle successive sono riportati gli idrocarburi presenti nelle acque di scarico , parametro rilevante per il business Eni, potenzialmente derivante dai processi di produzione e trattamento idrocarburi e successiva filiera downstream. A seguire la rendicontazione in merito agli oil spill in termini di numero e volumi sversati.

### EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA

| | | 2024 | | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| | Unità di misura | Operato | Consolidato non operato | Operato |
| Emissioni di $NO_x$ (ossidi di azoto) | (migliaia di ton. $NO_2$eq.) | 21,9 | 10,7 | 22,8 |
| Emissioni di $SO_x$ (ossidi di zolfo) | (migliaia di ton. $SO_2$eq.) | 2,4 | 7,3 | 3,1 |
| Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds) | (migliaia di ton.) | 9,1 | 4 | 9,6 |
| Emissioni di PM (Particulate Matter) | | 0,5 | 0,4 | 0,6 |

### EMISSIONI NELLE ACQUE DI SCARICO

| | | 2024 | | 2023 |
|---|---|---|---|---|
| | Unità di misura | Operato | Consolidato non operato | Operato |
| Idrocarburi presenti nelle acque di scarico | (tonnellate) | 106,4 | 58,7 | 110,7 |

(72) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici. I dati del 2023 relativi alle realtà consolidate non operate da Eni (ma da terzi) non sono presentati poiché, in passato, i dati venivano aggregati con una metodologia differente e quindi non sarebbero comparabili. Si sottolinea che nei commenti alle performance le percentuali sono calcolate utilizzando anche altre cifre decimali non presentate nel documento.

## OIL SPILL

| | Unità di misura | 2024 Operato | 2024 Consolidato non operato | 2023 Operato |
|---|---|---|---|---|
| Oil spill operativi (>1 barile) | (numero) | 18 | 5 | 16 |
| *di cui: upstream* | | *7* | *5* | *9* |
| Volumi di oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 675 | 175 | 7.625 |
| *di cui: upstream* | | *25* | *175* | *40* |
| Oil spill da sabotaggio (compresi furti) (>1 barile) | (numero) | 95 | 5 | 373 |
| *di cui: upstream* | | *94* | *5* | *372* |
| Volumi di oil spill sabotaggio (compresi furti) (>1 barile) | (barili) | 2.140 | 770 | 5.094 |
| *di cui: upstream* | | *2.138* | *770* | *5.092* |
| Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile) | | 2.138 | 720 | 5.092 |
| Chemical spill | (numero) | 8 | 1 | 16 |
| Volumi di chemical spill | (barili) | 70 | 33 | 2.260 |

Le **emissioni di inquinanti in atmosfera** presentano dati in tendenziale riduzione. Il calo delle emissioni di $SO_x$ (-21% rispetto al 2023) è legato principalmente alla riduzione del contributo delle raffinerie di Sannazzaro e Livorno per le fermate impianti del periodo e di quello della bioraffineria di Venezia dove, a fine 2023, è stato messo in servizio un impianto di recupero zolfo, caratterizzato da un'efficienza di abbattimento superiore rispetto al precedente. Sulla riduzione delle emissioni di $NO_x$ (-4% rispetto al 2023) e PM (-14% rispetto al 2023), hanno influito, oltre alle fermate delle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, l'uscita dal portfolio upstream della società Nigerian Agip Oil Co Ltd e delle attività in Alaska di Eni US Operating Co Inc, cessioni cui è inoltre principalmente riconducibile anche il calo registrato per le emissioni di NMVOC (-6% rispetto al 2023). Nel 2024 i volumi sversati a seguito di **oil spill** operativi (pari a 675 barili) hanno registrato un calo significativo rispetto al 2023 (in cui, a seguito di un unico evento presso la raffineria di Sannazzaro, si era verificato uno sversamento di olio combustibile denso di oltre 7.547 barili, interamente recuperati) con riduzioni importanti in upstream sia per la cessione della società in Nigeria sia per le migliori performance registrate in Congo; l'evento più significativo è occorso in Italia (440 barili presso la raffineria di Taranto, sversamento interamente recuperato). Gli eventi registrati all'estero hanno determinato il 5% dei quantitativi complessivamente sversati, confermando un trend in riduzione (-5% vs. 2023) con solo due Paesi impattati (Regno Unito e Germania). Complessivamente è stato recuperato il 92% dei volumi di oil spill operativi del 2024. Gli oil spill da sabotaggio, pari a 2.140 barili, registrano una riduzione del 58% rispetto al 2023, con un consistente calo anche del numero degli eventi (95 vs. 373 nel 2023). Tutti gli eventi (ad eccezione di uno occorso lungo la tratta di oleodotto Sannazzaro-Rho per 2 barili complessivi) sono avvenuti in Nigeria. Lo sversamento di maggiore entità è stato pari a 258 barili, di cui 252 recuperati. Complessivamente è stato recuperato l'86% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati a seguito di chemical spill (70 barili totali) sono in riduzione rispetto al 2023 e sono sostanzialmente riconducibili ad un unico evento in UK (69 barili di metanolo sversati durante operazioni carico/scarico da serbatoi di stoccaggio per interruzione di corrente).
Il contenuto di idrocarburi totali nelle **acque scaricate** è stato pari a circa 106 tonnellate, in riduzione rispetto al 2023 per un minor contributo del settore E&P, principalmente a seguito delle attività di decomissioning in Eni UK e la citata cessione di attività in Alaska.

## Altri inquinanti da elenco regolamento 166/2006 (E-PRTR)

In linea con i requisiti previsti dallo standard ESRS E2-4, di seguito sono riportati i quantitativi annuali di ulteriori inquinanti[73] emessi in atmosfera derivanti dai registri E-PRTR redatti da tutti i siti dei settori di business Eni (Petrolchimico, raffinazione, esplorazione e produzione, e termoelettrico), in Europa che ricadono nel campo di applicazione del Regolamento 166/06 E-PRTR e che hanno superato la soglia di emissione applicabile indicata nell'Allegato II dello stesso)[74]. Si osserva che per quanto riguarda i siti Eni extra-europei non rientranti nel campo di applicazione del Reg. 166/06, questi afferiscono sostanzialmente al Business Upstream e svolgono processi e operazioni che generano sostanzialmente inquinanti da processi di combustione o da evaporazione idrocarburi, inquinanti già ricompresi nella rendicontazione di cui alla precedente tabella ($NO_x$, $SO_x$, NMVOC e PM).

(73) Di cui all'allegato II del Reg 166/06 E-PRTR.
(74) I numeri riportati in tabella si riferiscono ai dati 2023, come miglior stima possibile, delle informazioni 2024. In relazione ai siti extra-europei per i quali non sono dunque disponibili i registri E-PRTR, come già affermato, questi sono riconducibili al business Upstream. Si osserva che, sulla base delle informazioni a oggi disponibili, i set di inquinanti rendicontati rispettivamente per aria e acqua offrono la miglior stima delle emissioni Eni, rappresentando i parametri rilevanti per tutte le linee di business.

## EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA

| | Unità di misura | Emissioni in aria |
|---|---|---|
| **Parametri EPRTR** | | |
| Arsenico e composti (espressi come As) | (kg/a) | 54 |
| Mercurio e composti (espressi come Hg) | | 32,5 |
| Nichel e composti (espressi come Ni) | | 626,2 |
| Zinco e composti (espressi come Zn) | | 294,0 |
| Benzene | | 16.389,79 |
| Cloro e composti inorganici (espressi come HCl) | (t/a) | 19,7 |

Analogamente per le emissioni in acqua e i trasferimenti nelle acque reflue[75] nella tabella seguente sono riportati gli inquinanti dichiarati nei registri E-PRTR che hanno superato la soglia applicabile[73,74,75]. Anche per le emissioni in acqua, si osserva che in considerazione delle specificità dei processi e operazioni dei siti extra-europei, e quindi del business upstream, la rilevanza della contaminazione nelle acque scaricate è riconducibile all'eventuale scarico in corpo idrico superficiale delle acque di produzione, tipologia di acque per le quali il parametro significativo è costituito da idrocarburi (parametro già ricompreso nella rendicontazione di cui alla tabella precedente).

## INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO

| | Unità di misura | Emissione in acqua | Trasferimenti nelle acque reflue |
|---|---|---|---|
| **Parametri E-PRTR** | | | |
| Arsenico e composti (espressi come As) | (kg/a) | 241,4 | 30,1 |
| Cromo e composti (espressi come Cr) | | 78 | - |
| Rame e composti (espressi come Cu) | | 153 | - |
| Nichel e composti (espressi come Ni) | | 684,9 | 28,9 |
| Zinco e composti (espressi come Zn) | | 1.688,9 | 254,5 |
| Composti organici alogenati (espressi come AOX) | | 4.009 | - |
| Bifenili policlorurati (PCB) | | - | 0,2 |
| Triclorometano | | 481 | - |
| Antracene | | - | 1,1 |
| Benzene | | - | 1.086,9 |
| Nonilfenolo ed etossilati di nonilfenolo (NP/NPE) e sostanze connesse | | - | 12,1 |
| Etilbenzene | | - | 265,3 |
| Naftalene | | - | 12,2 |
| Ftalato di bis(2-etilesile) (DEHP) | | - | 8,8 |
| Fenoli (espressi come C totale) | | 364,9 | 2.457,1 |
| Idrocarburi policiclici aromatici (IPA) | | - | 25,2 |
| Toluene | | - | 569,5 |
| Carbonio organico totale (TOC) (espresso come C totale o COD/3) | (t/a) | 320,2 | 653 |
| Xileni | (kg/a) | 214 | - |
| Cloruri (espressi come Cl totale) | (t/a) | 71.326,8 | - |
| Cianuri (espressi come CN totale) | (kg/a) | 149,1 | 302,6 |
| Fluoruri (espressi come F totale) | | 23.217,2 | - |
| Fluorantene | | 1,39 | - |
| Benzo (g, h, i) perilene | | 1,29 | - |

(75) Per "trasferimento" fuori sito si intende lo spostamento, oltre i confini di un complesso industriale di sostanze inquinanti contenute in acque reflue destinate al trattamento (art. 2, comma 11 del Regolamento 166/06).

Di seguito sono riportati i quantitativi delle emissioni di inquinanti riferibili esclusivamente ai siti di Eni Rewind, anch'essi tratti dai registri E-PRTR. Tali inquinanti sono stati considerati separatamente in quanto sono quantitativi residui emessi a valle dei processi di bonifica derivanti dalle operazioni dei siti Eni Rewind (i.e. trattamento di acqua di falda contaminata). Tipicamente, tali contaminanti derivano dalla preesistente contaminazione sito-specifica della falda e non sono rappresentativi dei processi produttivi Eni.

### INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO ENIREWIND

| | Unità di misura | Emissione in acqua | Trasferimenti nelle acque reflue |
|---|---|---|---|
| **Parametri E-PRTR** | | | |
| **Fosforo totale** | (kg/a) | **5.408,2** | **-** |
| Arsenico e composti (espressi come As) | | 185,7 | 12,6 |
| Cadmio e composti (espressi come Cd) | | 6,8 | - |
| Cromo e composti (espressi come Cr) | | 132,9 | - |
| Rame e composti (espressi come Cu) | | 68,2 | - |
| Mercurio e composti (espressi come Hg) | | 1,4 | - |
| Nichel e composti (espressi come Ni) | | 98,4 | - |
| Zinco e composti (espressi come Zn) | | 983,9 | - |
| 1,2-dicloroetano (EDC) | | 70 | - |
| Pentaclorobenzene | | 1,7 | - |
| Tetracloroetilene (PER) | | 13,6 | - |
| Tetraclorometano (TCM) | | 6,8 | - |
| Triclorobenzeni (TCB) (tutti gli isomeri) | | 7,2 | - |
| Fenoli (espressi come C totale) | | 96,8 | - |
| Carbonio organico totale (TOC) (espresso come C totale o COD/3) | (t/a) | 133,5 | - |
| Cloruri (espressi come Cl totale) | | 61.111,2 | 21.000 |
| Fluoruri (espressi come F totale) | (kg/a) | 4.308 | - |

# GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE

## POLITICHE[76]

L'impegno di Eni per la gestione della risorsa idrica è espresso all'interno del Codice Etico e poi approfondito all'interno del Posizionamento di Eni sull'acqua. In linea con gli impegni assunti, Eni persegue la salvaguardia delle risorse idriche in tutti i Paesi di presenza e in tutte le fasi delle sue attività, ricercando soluzioni anche al di là del perimetro aziendale e operativo. Eni valuta periodicamente i prelievi dei propri siti anche al fine di individuare azioni di salvaguardia della risorsa idrica, con particolare riguardo alla diminuzione dei prelievi di acqua dolce di alta qualità[77] dei siti in aree a stress idrico[78]. Le azioni vengono definite in considerazione dei criteri di mitigazione del rischio idrico[79]: evitare, sostituire, diminuire, riciclare, ripristinare. A tal fine, sono promossi progetti per aumentare l'efficienza di impiego dell'acqua, di utilizzo delle acque da bonifica o delle acque di produzione in sostituzione dell'acqua dolce di alta qualità, e sistemi di riciclo delle acque reflue civili e industriali; un'altra importante opportunità è rappresentata dall'impiego delle acque dissalate. Vengono promosse le collaborazioni e il coinvolgimento attivo degli stakeholder, per una gestione dell'acqua in sintonia con le esigenze del territorio, per favorire lo sviluppo sociale e salvaguardare gli ecosistemi. Inoltre, Eni ha un **corpo normativo interno** che definisce il modello di gestione della risorsa idrica e stabilisce le modalità per: l'identificazione delle aree a stress idrico; la gestione dei prelievi, delle modalità di utilizzo

(76) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(77) Si intende come acqua dolce di alta qualità quella proveniente da falda, superficie, acquedotto.
(78) 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.
(79) I principi di mitigazione del rischio idrico sono contenuti nel documento IPIECA 2021, Water management framework, 2nd ed.

e degli scarichi idrici; l'individuazione dei siti e degli interventi prioritari; l'attività di reporting e comunicazione. Tali strumenti hanno l'obiettivo di identificare i prelievi e i consumi di tutti i settori di attività per valutare e minimizzare i potenziali impatti su ecosistemi e comunità. Il trattamento, smaltimento o reiniezione delle acque è oggetto di best practice specifiche di settore. Inoltre, sono definite le procedure per informare e coinvolgere gli stakeholder promuovendo una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze sulle proprie attività, sui nuovi progetti e sulle iniziative di sviluppo.

## TARGET E IMPEGNI

Eni prosegue nel suo percorso per la salvaguardia della risorsa idrica, che ha visto negli anni l'adesione al CEO Water Mandate e la pubblicazione del proprio Posizionamento sull'acqua. Nel 2024 ha dichiarato l'ambizione a raggiungere la positività idrica al 2050 nei propri siti operati, attraverso un approccio che tenga in considerazione anche azioni a livello di bacino idrografico, ispirandosi ai principi del Net Positive Water Impact proposto dal Ceo Water Mandate. Come traguardo intermedio lungo il proprio percorso verso l'ambizione al 2050, Eni si impegna a raggiungere entro il 2035 la positività idrica in almeno il 30% dei propri siti con prelievi maggiori di 0,5 $Mm^3$/anno di acqua dolce in aree a stress idrico al 2023. L'impegno alla positività idrica prevede che le azioni di Eni a beneficio della risorsa idrica in un determinato bacino superino gli impatti dei propri siti operativi. Tale impegno prevede in prospettiva, nei prossimi anni, la declinazione in target con opportune metriche di monitoraggio sito specifiche in corso di definizione. Le azioni a salvaguardia dell'acqua verranno indirizzate agli aspetti identificati come maggiormente critici per il territorio, relativamente alle dimensioni della disponibilità, qualità e accessibilità dell'acqua dolce. Gli interventi di Eni saranno dunque rapportati alle esigenze identificate e in considerazione dell'importanza dei siti operativi, dando priorità alle realtà operative[80] situate in bacini a stress idrico elevato. Nel corso del 2024 Eni ha verificato, attraverso uno studio pilota, l'applicabilità dell'NPWI ad un proprio sito operativo. Eni adotta un corpo normativo interno e un sistema di gestione HSE che, sulla base della conoscenza del contesto di riferimento, dell'identificazione degli obblighi legislativi e delle aspettative degli stakeholder, garantisce la definizione per tutti i business di indirizzi operativi e delle relative azioni necessarie per la loro attuazione, garantendone il monitoraggio semestrale attraverso il processo di riesame HSE e l'utilizzo di Metriche specifiche per assicurare gli opportuni interventi nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Eni riconosce l'importanza di una gestione responsabile dell'acqua e per questo ne monitora attentamente i prelievi, gli scarichi e i consumi in tutte le operazioni, anche alla luce dell'interesse di tutte le categorie di stakeholder[81]. Il modello di gestione delle risorse idriche adottato da Eni è basato sulla identificazione, valutazione e minimizzazione degli impatti sulle stesse risorse idriche e sulla prevenzione di eventi avversi e/o illeciti di natura ambientale, oltre al mantenimento e miglioramento degli ecosistemi. Il processo è parte integrante della più ampia gestione degli aspetti ambientali nelle diverse realtà operative delle unità di business. Circa il 90% dell'acqua utilizzata nelle attività industriali è costituito da acqua di mare, e circa il 10% è acqua dolce, di difficile sostituzione per numerose attività e la cui accessibilità potrebbe costituire un potenziale rischio per l'operatività di Eni. L'acqua di mare è principalmente utilizzata per raffreddamento e, nelle operazioni upstream, per Improved Oil Recovery (IOR) e per drilling, operazioni per le quali può essere anche utilizzata l'acqua salmastra di superficie o sotterranea. L'acqua dolce è utilizzata soprattutto per produrre acqua demineralizzata (impiegata nel processo produttivo o per generare vapore quale vettore energetico) e per il raffreddamento.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

Eni implementa sistemi di gestione certificati ISO 14001 e ISO 50001 nei siti a maggiore rischio HSE (si veda Ambiente e sistema di gestione Eni) e tutti i progetti rilevanti sono assoggettati all'applicazione del processo ESHIA (valutazione dell'impatto ambientale, sociale e sanitario). Eni svolge annualmente un'analisi, in particolare sull'acqua dolce, per valutare il grado di esposizione al rischio idrico[82] dei propri asset e per individuare spunti di miglioramento per la gestione della risorsa attraverso la pianificazione di interventi prioritizzati a seconda delle attività di business. Eni effettua regolarmente valutazioni dei propri fornitori ed esegue anche un monitoraggio continuo delle performance dei fornitori in merito al loro posizionamento ESG in generale e, di conseguenza, alla loro gestione idrica, promuovendo l'adozione di sistemi di gestione conformi alle principali standard internazionali presso i propri contrattisti. Sulla base delle analisi di rischio idrico i principali interventi di miglioramento, indirizzati e pianificati nei siti più rilevanti in termini di prelievi di acqua dolce in aree a stress, si verificano nelle attività industriali downstream nel centro-sud Italia e dell'upstream in Nordafrica. La riduzione dei prelievi di acqua dolce è perseguita agendo su più leve: l'aumento dell'efficienza, il ricorso a 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, in particolare nelle

(80) Ai siti con prelievi superiori a 0,5 $Mm^3$ nel 2023 (siti prioritari) è associato oltre il 90% dei prelievi operati di acqua dolce di alta qualità in aree a stress di Eni nel 2023; la positività al 2035 è traguardata su 3 dei siti prioritari.
(81) Per maggiori informazioni sul coinvolgimento delle comunità si veda il capitolo Ambiente e sistema di gestione Eni.
(82) Si specifica che Eni non valuta l'esposizione a rischio idrico come un top risk.

aree a stress idrico, ad esempio, acqua da bonifica[83], reflua[84], dissalata[85] o di produzione[86]. Tuttavia, le azioni di salvaguardia vengono indirizzate anche in siti non in aree a particolare stress idrico come, ad esempio, presso la centrale Enipower di Ferrera Erbognone, dove a fine 2022 è stato testato con successo un innovativo sistema di filtrazione delle acque, con aumento dell'efficienza idrica, oppure a Mantova, dove sono in corso azioni per aumentare i ricicli di acqua dolce per raffreddamento o a Ferrara dove, a maggio 2024, è stato firmato un protocollo d'intesa con le realtà locali che contiene linee prioritarie di intervento volte alla riduzione dei prelievi dal fiume Po e, dal 2025, sarà operativo un sistema di recupero e riutilizzo reflui. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua di falda contaminata trattata nei propri impianti di bonifica (impianti TAF - Trattamento Acque di Falda), contribuendo, in tal modo, alla diminuzione dei prelievi di acqua dolce di alta qualità. L'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione[87] reiniettate permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra, contribuendo alla salvaguardia della risorsa idrica specialmente nelle aree a stress idrico e, allo stesso tempo, aumentare il recupero di idrocarburi con la loro reiniezione in giacimento. Esempi di azioni in aree a stress, secondo le diverse linee di intervento sono:

- **acque reflue**: (i) Raffineria di Livorno, dove è in uso un impianto di water reuse delle acque reflue industriali dal 2023; (ii) Polo petrolchimico di Ravenna, con un impianto per il riutilizzo delle acque reflue, che sarà operativo dal 2025; (iii) Petrolchimico di Brindisi, con un impianto per il riutilizzo di circa 0,4 $Mm^3$ all'anno di acque reflue, che sarà operativo entro il 2026; (iv) Bioraffineria di Gela, che da agosto 2024 ha incrementato il riutilizzo delle acque reflue urbane a scopo industriale;
- **acque da bonifica**: (i) Eni Rewind in vari siti, tra cui Porto Torres, Priolo, Assemini, Manfredonia e Gela, tratta l'acqua di falda contaminata per consentirne un utilizzo a scopi industriali; (ii) sono stati avviati studi per valutare la possibilità di aumentarne l'utilizzo nei siti industriali di Porto Torres e Priolo (oltre che presso il sito di Mantova, non a stress);
- **acque di produzione**: (i) progetto, in Val d'Agri in Basilicata, per trattare e recuperare le acque di produzione (con un impianto da 72 $m^3$/ora) per uso industriale sostituendo pari volumi di acqua dolce di alta qualità, che sarà avviato nel 2027; (ii) progetti di gestione ottimale delle acque di produzione presso il sito di Meleiha (Agiba, Egitto) dove è stato potenziato il vecchio impianto di reiniezione nel 2023 ed è stato realizzato un nuovo impianto che consentirà la totale reiniezione a scopo produttivo nel corso del 2025; in Turkmenistan, presso il sito di Burun, è stata completata un'iniziativa che ha portato, a partire dal mese di ottobre 2024, all'azzeramento della reiniezione per smaltimento;
- **acqua dissalata**: l'uso di dissalatori in Egitto ha consentito di eliminare da inizio 2022 i prelievi di acqua dolce presso il sito di Zohr e di minimizzare, da novembre 2022, i prelievi di acqua dolce presso il sito di Abu Rudeis.

Le risorse finanziarie utilizzate per la gestione della risorsa idrica includono: (i) sistemi di approvvigionamento idrico, desalinizzazione e raffreddamento; (ii) monitoraggio e trattamento delle acque reflue; (iii) impianti di iniezione e reiniezione dell'acqua. Circa la metà delle spese totali per la gestione della risorsa idrica è destinata a interventi presso siti in aree a stress idrico. Per le risorse future si veda il capitolo Ambiente e sistema di gestione Eni.

## SPESE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese totali risorse e scarichi idrici | (M€) | 178,21 | 149,29 |
| *di cui: spese correnti* | | *127,71* | *124,34* |
| *di cui: investimenti* | | *50,50* | *24,95* |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella Nota 14 "Attività Immateriali" e nella Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.

(83) Acque di falda contaminate da siti in bonifica, che richiedono trattamento per rimuovere sostanze inquinanti prima del riutilizzo/rilascio.
(84) Combinazione di scarichi civili e industriali oltre alle precipitazioni pluviali raccolte e drenate attraverso reti fognarie o sistemi di drenaggio.
(85) Ottenuta tramite la rimozione di sale e impurità dall'acqua di mare o da altre fonti ad alta salinità.
(86) Acqua associata alla produzione Oil & Gas che viene trattata e riutilizzata nel ciclo industriale.
(87) Acqua associata all'estrazione di idrocarburi presente naturalmente nel giacimento, che può contenere contaminanti. Tale acqua, opportunamente trattata, può essere riutilizzata per scopi produttivi per ridurre il prelievo idrico.

## METRICHE[88]

### CONSUMO DI ACQUA

| | Unità di misura | 2024 Operato | 2024 Consolidato non operato | 2023 Operato |
|---|---|---|---|---|
| Consumo d'acqua | ($Mm^3$) | 45 | 9 | 40 |
| Consumo d'acqua in aree a stress idrico | | 17 | 7 | 17 |
| Acqua dolce riutilizzata e riciclata | | 1.133 | 2 | 1.066 |
| Prelievi idrici[(a)] | | 1.162 | 90 | 1.150 |
| *di cui: acqua di mare* | | *1.032* | *82* | *1.038* |
| *di cui: acqua dolce* | | *127* | *8* | *109* |
| Scarichi idrici[(b)] | | 1.135 | 81 | 1.126 |
| Riutilizzo di acqua dolce | (%) | 90 | 26 | 91 |
| Acqua di produzione reiniettata | | 51 | 75 | 42 |

(a) Il totale prelievi idrici include anche una quota di acqua salmastra.
(b) Le procedure interne 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.

Nel 2024, i prelievi di acqua di mare (1.032 $Mm^3$, pari all'89% dei prelievi idrici totali) registrano complessivamente una flessione rispetto al 2023 (-0,6%), poiché gli aumenti in ambito upstream (principalmente in Indonesia e Costa d'Avorio per start-up delle attività) sono stati compensati dalle riduzioni in Enipower (azzeramento dei prelievi del sito di Ravenna per la messa fuori esercizio dell'unica unità produttiva che utilizzava acqua mare), Versalis (fermata generale impianti aromatici e logistica presso il sito di Priolo) ed Enilive (fermata impianti presso bioraffineria di Gela). I prelievi di acque dolci del 2024, pari a circa l'11% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre l'80% alle attività petrolchimiche e di raffinazione, hanno registrato un aumento rispetto al 2023 (+17%), riconducibile principalmente a Versalis per l'ingresso nel perimetro di consolidamento del Gruppo Novamont (in particolare presso lo stabilimento di Adria di Mater Biotech) e per i maggiori contributi del sito di Mantova in relazione alla sostituzione nella strumentazione di misura; in aumento anche i prelievi di acque dolci presso la raffineria di Sannazzaro (minor recupero idrico dall'impianto di Water Reuse per interventi di manutenzione straordinaria) ed Enipower. In calo i prelievi di acque dolci in upstream in relazione alla cessione di Nigerian Agip Oil Co Ltd. I volumi di acqua dolce riciclata, riconducibili per oltre il 73% a Versalis, aumentano del 6% (principalmente per il contributo ripristinato del sito di Dunkerque, dove nel 2023 si era verificata la fermata dello steam cracking) con una percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni 2024 pari al 90%, sostanzialmente in linea con il dato 2023. Nel 2024 il consumo idrico totale in aeree a stress idrico è risultato pari al 38% del consumo idrico totale; si specifica che i prelievi di acqua dolce di alta qualità (ovvero derivanti da acque superficiali, falda e acquedotto) in aree a stress idrico sono stati pari a meno del 2% del prelievo idrico totale di Eni. La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione nel 2024 è salita al 51% (42% nel 2023), sia per cessioni di asset sia per i nuovi contributi in Olanda e Ghana e gli incrementi registrati in Messico.

# BIODIVERSITÀ

## POLITICHE[89]

L'impegno di Eni per la salvaguardia della biodiversità è espresso nel Codice Etico e dettagliato nella Policy Eni sulla Biodiversità e servizi ecosistemici (BES). La politica descrive il processo per l'identificazione, la valutazione e la gestione delle dipendenze e degli impatti (potenziali ed effettivi) sulla biodiversità e sui servizi ecosistemici, considerando anche le conseguenze che tali impatti possono avere sulle comunità locali, ove applicabile. Il processo si applica ai nuovi progetti e a quelli esistenti, durante l'intero ciclo di vita[90]. Gli impatti identificati sono gestiti attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione[91] con cui si dà priorità a misure preventive rispetto a quelle correttive, al fine di evitare una perdita netta (no net loss) di biodiversità o, ove possibile, ottenere un miglioramento (net gain). In aggiunta alla Policy BES, Eni ha adottato nel tempo ulteriori impegni per la protezione di aree di rilevanza ecologica. Con il Posizionamento sull'acqua, Eni promuove una gestione responsabile ed efficiente della risorsa idrica, tutelando gli ecosistemi marini e di acqua dolce. Inoltre, attraverso il posizionamento Eni's No-Go Commitment, Eni si impegna formalmente a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali nella Lista[92] del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO. Infine, la Posizione di Eni sulle biomasse definisce i principi generali per assicurare che le pratiche agricole, l'approvvigionamento e il consumo di materie prime siano gestiti in modo sostenibile. Tra questi principi figurano la tracciabilità e la trasparenza lungo la filiera, la selezione di

(88) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici. Inoltre, i dati del 2023 relativi alle realtà consolidate non operate da Eni (ma da terzi) non sono presentati poiché, in passato, i dati venivano aggregati con una metodologia differente e quindi non sarebbero comparabili.
(89) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(90) In caso di joint venture in cui Eni non è operatore, è previsto l'impegno a promuovere con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la Policy BES.
(91) La gerarchia di mitigazione è una best practice internazionale, per la gestione dei rischi e dei potenziali impatti sull'ambiente, attraverso una sequenza di azioni: (i) prevenire ed evitare impatti; (ii) ridurre al minimo l'impatto laddove non evitabile; (iii) ripristinare; (iv) compensare.
(92) Alla data del 31 maggio 2019.

fornitori che soddisfano criteri ESG e l'inclusione di clausole contrattuali che assicurino l'approvvigionamento di sole biomasse certificate[93]. Le certificazioni garantiscono che le biomasse non provengano da terreni coltivati ottenuti dalla conversione di aree ad alto valore di biodiversità e di ecosistemi che forniscono servizi ecologici essenziali, come la cattura e lo stoccaggio di carbonio. Per assicurare l'implementazione degli impegni di policy, Eni ha sviluppato un **corpo normativo interno** e un Sistema di gestione HSE, che definisce i processi per l'identificazione, la prioritizzazione, la gestione e il monitoraggio degli impatti sulla biodiversità. L'efficacia della policy e delle azioni è monitorata attraverso l'attuazione di Biodiversity Action Plan[94] (si veda Azioni e metriche).

## TARGET E IMPEGNI

Eni, seppur non identificando target quantitativi a livello consolidato, è costantemente impegnata nell'implementazione di azioni mirate alla salvaguardia della biodiversità e dei servizi ecosistemici, attraverso un approccio volto alla prevenzione e alla minimizzazione dei rischi e degli impatti. La biodiversità è sito-specifica, con caratteristiche uniche, che variano profondamente in base alle aree geografiche, alle condizioni ambientali degli ecosistemi e alle interazioni ecologiche. L'assenza di una metrica univoca riconosciuta per la misura della biodiversità globale rende complessa la definizione di obiettivi aggregati a livello di gruppo. Per questo motivo, Eni adotta una gestione "sito-specifica", implementando, ove necessario, Biodiversity Action Plan che identificano interventi puntuali e indicatori locali. Questo approccio consente di affrontare in modo più efficace le peculiarità di ciascun contesto ambientale, garantendo un'azione concreta e misurabile rispetto agli impatti sul territorio. Le attività sono basate su un corpo normativo interno e un sistema di gestione HSE che, sulla base della conoscenza del contesto di riferimento in cui opera, dell'identificazione degli obblighi legislativi e della conformità in materia ambientale e delle aspettative degli stakeholder, garantisce la definizione di indirizzi operativi a tutti i business, il monitoraggio delle azioni necessarie per la loro attuazione.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

In assenza di azioni mirate alla **mitigazione degli impatti**, le attività di Eni potrebbero generare impatti negativi significativi in termini di degrado o perdita di biodiversità (habitat, ecosistemi e specie) e di servizi ecosistemici, che possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, al valore dell'ambiente naturale e al contesto sociale di riferimento. Tra gli impatti più comuni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture, che possono provocare la rimozione, il degrado o la frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Nelle attività Oil & Gas upstream e nello sviluppo, su larga scala, di impianti per la generazione di energia rinnovabile l'impatto risulta significativo se coinvolge aree naturali o seminaturali[95]. Inoltre, gli impianti eolici possono avere impatti su specie particolarmente vulnerabili, come i rapaci, a causa del rischio di collisione con turbine, pale eoliche e linee di distribuzione. Il downstream si sviluppa invece in contesti già industrializzati con minor contributo in termini di cambiamento d'uso del territorio. Il processo di identificazione e valutazione delle dipendenze e degli impatti sulla biodiversità e sui servizi ecosistemici (BES) è integrato all'interno del sistema di gestione HSE e, in linea con la certificazione ISO 14001:2015, il singolo sito svolge studi di identificazione e valutazione degli impatti ambientali (EIA). In aggiunta a questo processo, Eni si è dotata di un "Modello di Gestione BES" per affrontare e monitorare gli effetti delle proprie attività sulle aree prioritarie per la conservazione della biodiversità, in particolare le aree legalmente protette e le Key Biodiversity Area (KBA)[96]. Il modello di gestione BES, che si applica ai siti operati dalla Società, è basato sulla valutazione del rischio di perdita di biodiversità e prevede: (i) la mappatura dei siti rispetto alle aree protette e alle KBA per identificare quelli a maggior rischio di impatto significativo; (ii) studi di approfondimento (BES Assessment) per caratterizzare il contesto operativo e ambientale, identificare e valutare dipendenze ed impatti diretti[97] e indiretti[98]; (iii) la conferma dei siti prioritari tra quelli che, a valle degli studi di approfondimento, risultano avere impatti residui significativi; (iv) il disegno e l'implementazione, per i siti prioritari, di Piani d'Azione per la Biodiversità (BAP) per mitigare tali impatti. Il coinvolgimento degli stakeholder locali avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e per tutto il ciclo di vita, tipicamente tramite consultazioni e/o workshop dedicati. La consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali, aiutano a comprendere aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengano utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le esigenze locali. Nell'identificare i potenziali impatti vengono considerate le interazioni delle attività di Eni con l'ambiente e come queste possano influire sui principali driver di perdita di biodiversità riconosciuti a livello globale[99], quali il cambio d'uso di suolo e mare, il sovrasfruttamento di risorse naturali, il cambiamento climatico, l'inquinamento e l'introduzione di specie invasive. Si procede poi con la valutazione della significatività, combinando l'entità dell'impatto (es. pressioni del progetto sulle matrici ambientali) con la sensibilità del recettore BES (es. presenza di specie a rischio di estinzione), assegnando una categoria di significatività[100]. Tale processo si applica altresì alle dipendenze sulla biodiversità e sui servizi ecosistemici, considerando anche la competizione con altre attività antropiche e con le comunità

(93) Schemi di certificazione di sostenibilità riconosciuti in ambito europeo o internazionale.
(94) Un BAP è un piano che definisce azioni per mitigare gli impatti e per conservare o migliorare la biodiversità. Identifica gli elementi prioritari e dettaglia azioni di gestione appropriate, che devono essere concrete, pianificate e misurabili.
(95) Si tratta di un ecosistema con la maggior parte dei processi e della biodiversità intatti, sebbene alterati dall'attività umana (glossario IPBES).
(96) Le Key Biodiversity Area (KBA) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza della biodiversità negli ecosistemi terrestri, d'acqua dolce e marini (Unione internazionale per la conservazione della natura, IUCN).
(97) Per l'identificazione degli impatti diretti viene considerato ogni cambiamento (potenziale o effettivo) nello stato della natura provocato da un'attività Eni con un nesso causale diretto (per la presenza fisica di impianti e infrastrutture e relative attività come emissioni, scarichi e rifiuti).
(98) Per gli impatti indiretti si considera invece un nesso causale indiretto (ad esempio una maggiore colonizzazione delle aree circostanti ai siti operativi può determinare un aumentato accesso ad aree naturali precedentemente inaccessibili attraverso l'apertura di strade di servizio).
(99) Riferimento al "Global Assessment Report on Biodiversity and Ecosystem Services", IPBES 2019.
(100) Trascurabile, bassa, media, alta e critica.

nelle stesse aree in cui Eni opera. Le principali dipendenze di Eni sono le risorse idriche e la biomassa, nonché alcuni servizi di regolazione come la protezione delle coste o la stabilità del suolo. Tuttavia, la rilevanza di tali dipendenze varia da business a business. Ad esempio, l'approvvigionamento di biomassa è particolarmente rilevante per la produzione di biocarburanti mentre, il portafoglio del settore Oil & Gas e quello delle rinnovabili (solare ed eolico) sono totalmente indipendenti dalla fornitura di risorse biologiche. L'**identificazione e la valutazione dei rischi e delle opportunità sul tema biodiversità** è stata supportata dalla consultazione di scenari pubblicamente disponibili, utilizzati per valutare come i cambiamenti della natura possano tradursi in rischi fisici (es. degrado degli ecosistemi), rischi di transizione (es. regolatorio o reputazionale) o opportunità (es. nature-based solutions). I principali rischi legati alla biodiversità sono: (i) il **rischio fisico**, che riguarda la degradazione degli ecosistemi e la possibile riduzione della disponibilità di acqua che potrebbero influire sull'operabilità e sulla redditività degli asset di specifici business; (ii) i **rischi di transizione** (regolatorio/policy), che derivano principalmente dall'evoluzione di leggi e politiche protezionistiche che espandono le aree protette e limitano l'accesso alle risorse naturali in specifiche aree geografiche. Sono inoltre considerati anche i **rischi reputazionali**: una percezione negativa del settore energetico può esporre ad un aumento di contenziosi, con possibili danni d'immagine e reputazione. Inoltre, una minore attrattività del settore può determinare potenziali disinvestimenti e limitazioni ad accedere a nuovi finanziamenti o a collaborazioni con associazioni internazionali. Il Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità di Eni hanno portato ad escludere rischi materiali imminenti (compresi rischi sistemici[101]) e opportunità attualmente conseguite relative alla biodiversità. Per valutare la resilienza della strategia di Eni rispetto a tali rischi, è stata eseguita un'analisi interna che ha preso a riferimento l'approccio qualitativo indicato dalle linee guida TNFD[102] "Guidance on scenario analysis". Per la **resilienza** al rischio fisico si veda il capitolo Cambiamento climatico. Per i rischi di transizione è stato consultato uno scenario clima-natura integrato, pubblicamente disponibile, che ha permesso di esplorare possibili traiettorie future considerando combinazioni di variabili come lo stato della biodiversità globale, l'adozione di diverse politiche di tutela ambientale o i cambiamenti nei comportamenti dei consumatori. Nello specifico, l'analisi di resilienza si è focalizzata sulle operazioni dirette di Eni e ha preso in considerazione le principali ipotesi formulate ed i macro-trend dello scenario "FPS" di "Inevitable Policy Response"[103], con un orizzonte temporale dal 2020 al 2050. Lo scenario evidenzia che il contesto globale in cui Eni opera è caratterizzato da una crescente consapevolezza sull'importanza della salvaguardia della biodiversità e dei servizi ecosistemici, che, attraverso nuove normative, potrebbero limitare la produzione di colture dedicate alla bioenergia in determinate aree. La resilienza di Eni di fronte a tali rischi si basa su una strategia che integra la diversificazione del portafoglio su scala globale, lo sviluppo di nuove tecnologie e l'adozione di modelli di business circolari. In questo contesto, l'azienda ha implementato un approccio che prevede la diversificazione della tipologia di agri-feedstock utilizzati e delle aree per il loro approvvigionamento, la valorizzazione di scarti e rifiuti per ridurre il consumo di materie prime vergini.

## AZIONI E METRICHE[104]

Attualmente 32 concessioni[105] del portfolio upstream O&G (circa 655,5 k ettari) e 28 siti[106] operativi (circa 3,8 k ettari) afferenti alle altre linee di business[107] (di cui 18 siti per lo sviluppo di energia rinnovabile) si sovrappongono ad aree prioritarie[108] per la conservazione della biodiversità, caratterizzate da circa il 76% di habitat terrestre, il 20% marino e il 4% misto. Ulteriori 41 concessioni[109] (circa 137,7 k ettari) e 62 siti[110] (3,03 k ettari), di cui 40 siti per lo sviluppo di energia rinnovabile, sono, invece, adiacenti[111] a tali aree composte da circa l'86% di habitat terrestre, l'8% marino e il 6% misto. Per i siti in sovrapposizione vengono avviati studi di BES Assessment, per ordine di priorità in base al rischio e, ove necessario, Biodiversity Action Plan (BAP) per la gestione degli impatti residui significativi su aree protette e KBA. Il BAP rappresenta lo strumento principale per mettere in atto e monitorare le azioni mirate a mitigare gli impatti individuati, garantendo così il rispetto degli impegni previsti dalla Policy BES. In tabella sono riportati i siti e le concessioni, in cui Eni è operatore per cui i BAP sono già in fase d'implementazione. Il principale impatto rilevato in tali siti riguarda il cambiamento d'uso del suolo dovuto alle infrastrutture delle attività upstream Oil & Gas (posa di condotte e la costruzione di piazzole per i pozzi) e agli impianti per la generazione di energia elettrica di Plenitude. Tale cambiamento può comportare la perdita o il degrado degli habitat, con conseguenti potenziali perturbazioni per le specie che vi abitano. Per mitigare questo impatto, i BAP dei siti si focalizzano su due aree d'intervento prioritarie: (i) il recupero degli habitat naturali che sono stati modificati o degradati; e (ii) campagne di monitoraggio volte a confermare la presenza di specie a rischio[112] e valutare potenziali impatti sul loro stato di conservazione.

(101) Rischi derivanti dal collasso del sistema nel suo insieme invece che dal malfunzionamento delle singole parti; caratterizzati dalla combinazione indiretta di punti di non ritorno modesti, che producono gravi disfunzioni con interazioni a cascata di rischi fisici e rischi di transizione.
(102) La TNFD (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures) è un'iniziativa internazionale nata per aiutare le aziende e le istituzioni finanziarie a gestire i rischi e le opportunità legati alla natura e alla biodiversità.
(103) Lo scenario esplorativo (forecasting) "FPS" (report 2023) di Inevitable Policy Response (IPR) è uno scenario che integra il settore energetico con quello land use e modella l'impatto delle previsioni di oltre 300 policy sull'economia reale fino al 2050. Nello specifico, lo scenario IPR Land and Nature si basa su assunzioni relative alla domanda di cibo, politiche ed azioni clima-natura e dati climatici e biofisici e descrive come queste variabili impattano sull'ambiente in termini di livelli emissivi e di biodiversità e di come cambia l'uso del suolo.
(104) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.
(105) In Italia, Paesi Bassi, Nigeria, Regno Unito e Stati Uniti (Alaska). Il maggior numero di concessioni (81%) in sovrapposizione ad aree protette si trova in Europa (Italia e Paesi Bassi) e Regno Unito.
(106) Circa il 90% in Italia, il restante 10% in Spagna e Francia.
(107) Downstream O&G, Enilive, Plenitude, Enipower e Versalis.
(108) Include KBA, aree protette IUCN (I-VI), Natura 2000, WHS, Ramsar e altre aree protette a livello nazionale e internazionale da database globali.
(109) Il 59% delle concessioni si trovano in Alaska, tutte cedute il 4 novembre 2024 ad una società terza. La restante parte si trova principalmente in Italia (39%) e solo il 2% in Tunisia.
(110) Principalmente ubicati in Italia (74%) e in altri Paesi europei (23%). Solo il 3% in Australia e Stati Uniti.
(111) Per la definizione di concessioni e siti in adiacenza si rimanda alla sezione Metriche: metodologie di riferimento.
(112) Specie inserite nella Lista Rossa IUCN (International Union for Conservation of Nature), principale strumento a livello globale per valutare lo stato di conservazione delle specie animali e vegetali, classificati sulla base del rischio di estinzione delle specie: Estinta (EX); Estinta in natura (EW); Criticamente minacciata (CR); Minacciata (EN); Vulnerabile (VU); Quasi minacciata (NT); Preoccupazione minore (LC).

## SITI PRIORITARI IN SOVRAPPOSIZIONE AD AREE AD ALTO VALORE DI BIODIVERSITÀ[113]

| Siti/concessioni | Area (ettari)[114] | Attività/impatto principale sulla biodiversità | Metrica d'impatto[115] | Aree di biodiversità interessate | Principali azioni di mitigazione e monitoraggio del BAP |
|---|---|---|---|---|---|
| **Italia**<br>Concessione di produzione di olio e gas Val d'Agri | 52,6 k | **Cambio d'uso del suolo**<br>Perdita o degrado di habitat forestale dovuto alla posa di condotte e alla costruzione di piazzole per i pozzi (e parziale impermeabilizzazione del suolo) | **Ettari di habitat persi o degradati** | • Parco nazionale dell'Appennino Lucano-Val d'Agri-Lagonegrese; Riserva regionale Abetina di Laurenzana;<br>• 1 KBA Agri Valley;<br>• 11 siti Natura 2.000[116] | • Dal 2003 avviati al ripristino 154 ha (92% dell'obiettivo di ripristinare il 100% delle aree ripristinabili[117], 167 ha, entro il 2026).<br>• Attività del BAP (con una spesa pari a € 223 k nel 2024, e € 800 k previsti per 2025-2028) svolte con il supporto di ONG, università ed esperti locali.<br>• Monitoraggi periodici (almeno fino al 2026) per verificare l'efficacia degli interventi e confermare la presenza e lo stato di specie a rischio.<br>• Ad oggi identificata la presenza dell'ululone appenninico (specie a rischio), del gatto selvatico e del lupo che innescano la classificazione di habitat critico.<br>• In corso monitoraggio sui pipistrelli per valutare possibili impatti dell'illuminazione artificiale.<br>• Predisposto piano di ripristino per un'area umida degradata per migliorare l'habitat degli anfibi. |
| **Italia**<br>Parco eolico di Collarmele | 234[118] | **Cambio d'uso del suolo**<br>**Impatti sullo stato delle specie**<br>Modifica dell'habitat dovuta alla presenza delle turbine eoliche e interferenze con il volo degli uccelli | **Ettari di habitat persi o degradati**<br><br>**Numero di eventi di collisione/anno** | Natura 2000: Sirente, Velino, Colle del Rascito<br><br>KBA: Sirente, Velino e Montagne della Duchessa | • Redatto protocollo d'intesa con il Parco Naturale Regionale Sirente Velino, con implementazione dal 2025.<br>• Previste azioni di mitigazione (es. l'installazione di telecamere di rilevamento, sistemi di dissuasione acustica e di arresto, capex € 180 k) e di monitoraggio per almeno 1 anno per valutare l'efficacia delle misure (circa € 12 k/anno). |
| **Alaska**<br>Concessioni di produzione di olio e gas di Nikaitchuq e Oooguruk[119] | 25,1k | **Cambio d'uso del suolo e del mare**<br>Perdita di habitat marini (shallow) e terrestri (tundra) dovuto allo sviluppo di infrastrutture per le attività (e parziale impermeabilizzazione e degradazione del suolo onshore) | **Ettari di habitat persi o degradati** | Beaufort Sea Nearshore (KBA) | • Il BAP prevedeva azioni di ripristino dei 5,4 ettari di tundra convertiti in infrastrutture onshore.<br>• Workshop sulla tundra artica (2023) per condividere conoscenze e identificare necessità con stakeholder locali.<br>• Valutazioni preliminari (2024) sugli impatti delle emissioni di calore e polveri sulla tundra.<br>• Campagna di monitoraggio sugli uccelli costieri nidificanti, per valutare l'impatto di rumore, illuminazione e rischio di collisione.<br>• Le attività svolte nel 2024 hanno avuto una spesa di € 570 k. |
| **Ghana**<br>Impianto di ricezione a terra del sito produttivo[120] Offshore Cape Three Point | 96 | **Cambio d'uso del suolo**<br>Perdita di habitat forestale dovuto allo sviluppo di infrastrutture (e parziale impermeabilizzazione del suolo) | **Ettari di habitat persi o degradati** | Amansuri wetlands (KBA) | • Obiettivo di garantire il "No Net Loss" di habitat naturale nei 20 anni di progetto (fino al 2040), con attività di ripristino di 11 ha di aree disboscate e azioni di conservazione su circa 22 ha di foresta naturale per compensare (offset[121]) la parte di habitat non ripristinabile (con una spesa di € 150 k nel 2024, di cui offset € 82 k, e € 7,216 k previsti per studi e monitoraggi ambientali nel periodo 2025-2028).<br>• In linea con la pianificazione, completata la ripiantumazione delle aree disboscate.<br>• Monitoraggio dell'offset e del rispristino delle aree disboscate tramite diversi indicatori (Area Fogliare, diversità uccelli forestali e ricchezza di specie), con uno stato di avanzamento del 25%, in linea con la pianificazione.<br>• Previsti investimenti della Banca Mondiale e allineamento agli standard di performance e alle linee guida IFC, che svolge verifiche trimestrali e annuali tramite consulenti indipendenti. |
| **Regno Unito**<br>Liverpool Bay, (gasdotto)[122] | 4 | **Cambio d'uso del suolo**<br>Perdita e deterioramento di habitat dunale dovuti alla posa del gasdotto | **Ettari di habitat persi o degradati** | Gronant Dunes and Talacre Warren SSSI, Dee Estuary Ramsar Site[123] | • Avviato nel 1994 un programma di ripristino delle dune di Gronant e Talacre (4 ha) impattate dalla posa del gasdotto con spesa di € 68 k nel 2024 e € 270 k previsti per il periodo 2025-2028.<br>• Il programma di ripristino ha incluso anche il miglioramento e la protezione delle aree dunali più degradate dalla pressione delle attività ricreative e la collaborazione con le autorità locali per il controllo degli accessi.<br>• Acquistati altri 66,7 ha di dune per garantire la gestione e il monitoraggio a lungo termine di questo habitat.<br>• Continua ad oggi l'attuazione del piano di gestione.<br>• Reintrodotte con successo due specie: il rospo calamita e la lucertola degli arbusti. |
| **Spagna**<br>Parco fotovoltaico di Bonete | 193 | **Cambio d'uso del suolo**<br>Impatti sullo stato delle specie<br>Perdita o deterioramento dell'habitat dovuto agli impianti di Bonete II e Bonete III | **Ettari di habitat persi o convertiti** | • Natura 2000: Área esteparia del este de Albacete<br>• KBA: Pétrola-Almansa-Yecla | Esecuzione del BAP dall'avvio dell'impianto nel 2020 con azioni continuative (costo ca. € 30 k/anno 2024-2028) che includono:<br>• Piano di gestione della vegetazione del parco (eliminazione di erbicidi e agrochimici e sostituzione dell'orzo – coltura intensiva – con prati per favorire la diversificazione di impollinatori e artropodi);<br>• Ripiantumazione con specie autoctone nell'area circostante lo stabilimento e regolare monitoraggio;<br>• Misure a sostegno della fauna (installazione di nidi per uccelli e pipistrelli, abbeveratoi e modifica delle recinzioni);<br>• Collaborazione con una fattoria limitrofa per misure agroambientali di sostentamento degli uccelli della steppa;<br>• Monitoraggio ambientale della fauna e dell'efficacia delle misure di conservazione. |

(113) Per maggiori informazioni sui siti in sovrapposizione si rimanda al sito eni.com.
(114) Indica l'area (in ettari) dei siti o delle concessioni che intersecano anche solo marginalmente i confini di aree protette e KBA. Questo dato rappresenta una sovrastima, in quanto include anche le aree che non sono effettivamente sovrapposte.
(115) Metrica utilizzata nel BAP per il monitoraggio delle azioni di mitigazione.
(116) Siti: Abetina di Laurenzana, Monte della Madonna di Viggiano; Monte Caldarosa; Monte Volturino; Serra di Calvello, Lago Pertusillo, Appennino Lucano, Monte Volturino, Faggeta di Monte Pierfaone, Valle Agri, Monte Sirino, Monte Raparo.
(117) Habitat che possono essere recuperati durante l'attuale fase operativa del progetto. La rimanente parte di habitat diventerà ripristinabile solo nella fase di smantellamento delle strutture, a fine vita del progetto.
(118) Corrisponde all'area del poligono che racchiude tutte le turbine del parco eolico. La superficie effettivamente occupata, ovvero il footprint delle turbine, è inferiore all'ettaro.
(119) Si segnala che il 100% gli asset in Alaska di Nikaitchuq e Oooguruk sono stati ceduti il 4 novembre 2024 ad una società terza.
(120) La concessione non è in sovrapposizione con aree protette o KBA, ma l'impianto di ricezione a terra (ORF) si sovrappone con una KBA.
(121) Offset di biodiversità si riferisce alla compensazione degli impatti negativi residui sulla biodiversità causati dallo sviluppo di un progetto, dopo aver adottato tutte le misure possibili di prevenzione e mitigazione. Rappresenta l'ultimo step della gerarchia di mitigazione.
(122) La concessione 110/13b non è in sovrapposizione ma il gasdotto che collega i pozzi (piattaforma Douglas) al terminale gas di Point of Ayr attraversa le aree protette.
(123) Sono elencate solo le aree protette che erano presenti al momento dell'attività di posa del gasdotto.

Oltre agli asset, in cui Eni è operatore, Eni partecipa in alcune concessioni operate da terzi che si trovano in sovrapposizione con aree protette. Tra queste si segnalano: (i) in Kazakistan, la concessione di Kashagan (NCOC) con sovrapposizione sull'area protetta "State Reserved Zone in Northern part of Caspian Sea"; (ii) in Egitto, quattro concessioni[124] operate tramite la Società Petrobel, con sovrapposizione sulla pianura di El Qa (KBA). In queste aree, Eni coordina le attività di BES Assesment e ha implementato un BAP che mira in particolare a mitigare gli impatti sugli habitat desertici modificati, interessati dalla presenza di rifiuti in attesa di trattamento e smaltimento. La principale azione d'intervento riguarda la pulizia, caratterizzazione e bonifica di terreni degradati. Sono inoltre in corso le valutazioni di potenziali impatti su specie di uccelli migratori determinanti per lo status di KBA della pianura di El Qa.

# USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE

## POLITICHE[125]

L'impegno di Eni verso l'economia circolare è espresso sia nel Codice Etico che nel **corpo normativo interno** in cui vengono promossi modelli di produzione e consumo basati sui principi rigenerativi dell'economia circolare, con l'obiettivo di ridurre l'utilizzo delle risorse vergini ed esauribili. Questi principi sono applicati alle proprie attività, attraverso azioni mirate a migliorare l'efficienza, ridurre gli sprechi, massimizzare il recupero e la valorizzazione di rifiuti e scarti, utilizzare materie prime seconde o fonti rinnovabili, estendere la vita utile dei propri asset e innovare processi e prodotti, al fine di generare valore a lungo termine per l'ambiente e la società.

## TARGET E IMPEGNI

Eni promuove la prevenzione della produzione dei rifiuti coerentemente con i criteri di priorità nella gestione dei rifiuti sanciti dalla normativa comunitaria e assicura la corretta gestione, come previsto dagli strumenti normativi interni. La produzione di rifiuti è influenzata da fattori che possono esulare dall'operatività ordinaria (es. interventi di manutenzione straordinaria) e da fattori esogeni (es. aspetti autorizzativi, evoluzioni normative, variazioni di tempistiche di progetto, cambiamenti di perimetro, ecc.) che ne determinano una difficoltà nella definizione di target quantitativi di riduzione; nonostante ciò, Eni è impegnata a realizzare progetti con una forte impronta circolare (si veda Azioni intraprese sugli IRO materiali). Eni adotta un corpo normativo interno e un Sistema di gestione HSE che, basandosi sulla conoscenza del contesto di riferimento in cui opera, sull'identificazione degli obblighi legislativi, sulla conformità in materia ambientale e sulle aspettative degli stakeholder, nonché sulla valutazione degli impatti, dei rischi e delle opportunità, garantisce la definizione di indirizzi operativi a tutti i business. Inoltre, garantisce il monitoraggio semestrale delle Azioni necessarie per la loro attuazione e la risalita di KPI specifici per il controllo puntuale delle performance e un intervento rapido nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Al fine di valutare gli impatti, rischi e opportunità, sono state considerate tutte le realtà Eni rilevanti secondo la clusterizzazione HSE ai fini della generazione di rifiuti, dell'uso delle risorse[126] e delle azioni di economia circolare. Per quanto riguarda gli impatti materiali, la produzione e il trattamento dei rifiuti, rappresentano un impatto negativo che Eni, nello svolgimento delle proprie attività di business, può potenzialmente generare sulle matrici ambientali (suolo, acqua e aria) e sulle comunità locali. Le attività Eni, per loro natura, comportano la produzione di rifiuti, i cui impatti negativi includono la possibile contaminazione delle matrici ambientali in caso di gestione non adeguata, gli impatti associati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino e il consumo di suolo legato a tali impianti. I rifiuti prodotti da Eni derivano sia da attività produttiva che da attività di bonifica; relativamente a questi ultimi, la maggior parte dei volumi è legata ad acque di falda contaminate, trattate negli impianti TAF (Trattamento Acque di Falda) di Eni Rewind, che le rende disponibili, ove possibile, per usi industriali e ambientali contribuendo alla diminuzione dei prelievi di acqua di alta qualità. La produzione di rifiuti derivanti da attività di bonifica di suolo e falde è legata anche ad asset che Eni ha acquisito da altre società e dove non ha mai operato direttamente. In questo contesto Eni Rewind offre anche servizi di bonifica e gestione dei rifiuti anche a terzi, valorizzando tecnologie e know-how interni. Per quanto riguarda la composizione dei rifiuti da attività produttive, laddove non gestite come scarico, le acque di produzione rappresentano il contributo più significativo. Tali acque sono caratterizzate generalmente da una salinità molto elevata e composizione variabile, con presenza di componenti residuali, tra cui idrocarburi e additivi, a seguito del processo di separazione dei fluidi. Invece, relativamente ai rifiuti da attività di bonifica si segnala che la tipologia più significativa è data dalle acque di falda trattate come rifiuto; il flusso più rilevante tra tali acque contiene contaminanti costituiti da idrocarburi, benzene e dicloroetano. L'analisi di materialità ha evidenziato anche un impatto positivo sull'ambiente derivante dalle azioni in ambito di economia circolare, attraverso la riconversione e riqualificazione degli asset e dei siti dismessi, oltre all'impiego di materie prime provenienti da fonti rinnovabili e da riciclo nei processi produttivi.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

### Economia circolare

L'economia circolare è un'importante leva per il raggiungimento degli obiettivi globali di tutela ambientale. Per questo, Eni integra i principi di circolarità nel proprio modello di business, applicandoli nello sviluppo di

(124) Concessioni di produzione olio e gas nel Sinai: Belayim Land DI, Ekma DI, Feiran DI, Ras Gharra DI.
(125) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(126) Per l'acqua si veda il capitolo Gestione delle risorse idriche.

nuove filiere di prodotti nonché in quelle esistenti. Tra le principali attività si segnala la centralità, per il **downstream**, della trasformazione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie. Nel 2024 è stata avviata la riconversione della raffineria di Livorno per la produzione di HVO, con completamento e avvio entro il 2026, che si aggiungerà alle bioraffinerie Enilive di Porto Marghera, realizzata nel 2014, e Gela nel 2019. Inoltre, anche mediante la conversione del sito industriale di Livorno, Eni conferma il suo impegno di aumentare la capacità di bioraffinazione dagli attuali 1,65 milioni di tonnellate/anno agli oltre 5 entro il 2030 (per maggiori dettagli si veda Cambiamento climatico). Tra i progetti circolari di Enilive rientrano la produzione di biocarburanti avanzati ottenuti prevalentemente da scarti come gli oli da cucina esausti – cui si aggiunge una parte residuale di oli vegetali - e la produzione di biometano ricavato dai residui organici (scarti agricoli, agroindustriali, reflui zootecnici e rifiuti organici), mentre nel sito di Sannazzaro Eni sta attualmente valutando la trasformazione di rifiuti non riciclabili in metanolo e idrogeno circolari con la tecnologia Waste to Chemicals. Le bioraffinerie, inoltre, sono inserite in filiere certificate che includono iniziative di recupero dei terreni degradati in diversi Paesi in Africa, sud-est asiatico e Asia centrale, attraverso la coltivazione di piante oleaginose per la produzione di biocarburanti. I sottoprodotti di lavorazione vengono inoltre valorizzati e trasformati in mangimi e fertilizzanti. Nel settore chimico, **Versalis** sviluppa diverse iniziative di circolarità e sostenibilità: (i) nella biochimica, anche attraverso la recente acquisizione di Novamont, il rafforzamento dell'impegno nella diversificazione del feedstock attraverso l'utilizzo di materie prime da fonti rinnovabili, come le biomasse, per la produzione di chemicals, plastiche e altri prodotti; (ii) lo sviluppo di prodotti contenenti materiali riciclati e di tecnologie complementari di riciclo, sia meccanico che chimico, per plastiche e gomme, anche grazie alla ricerca interna e collaborazioni con associazioni, consorzi e altri attori della filiera. In questo ambito, nel 2024 è nata REFENCE™[127], una gamma di polimeri da riciclo per imballaggi prevalentemente alimentari e, presso il sito di Porto Marghera, è stata ultimata la costruzione del primo impianto per lavorazione di plastica riciclata, con avvio previsto nei primi mesi del 2025; infine, a Mantova, sono proseguite le attività di avvio dell'impianto dimostrativo Hoop® che, basato sul processo di pirolisi, consente di trasformare la plastica mista - non valorizzabile tramite riciclo meccanico, in materia prima (recycled oil) utilizzabile per la produzione di polimeri con le stesse caratteristiche di quelli vergini. **Eni Rewind** ha previsto l'implementazione a Viggiano (PZ) di un impianto (da realizzarsi nel prossimo triennio) per il trattamento e il recupero delle acque di produzione associate alla estrazione di idrocarburi, evitando così la gestione via autobotte di rifiuti liquidi che verranno invece recuperati, trattati e riutilizzati nei processi industriali. Inoltre, nei prossimi due anni è prevista la realizzazione dell'impianto di Ponticelle (RA) di bio-remediation per la valorizzazione di terre da bonifica e la realizzazione di una piattaforma ambientale per la selezione e preparazione dei rifiuti industriali al fine di massimizzare e ottimizzare il successivo processo di recupero. Le due piattaforme consentiranno di recuperare rifiuti altrimenti destinati allo smaltimento in discarica. Nell'**upstream** le principali iniziative, in fase di screening, sono mirate al riutilizzo degli asset maturi e giunti alla fine della loro fase produttiva, anche tramite il riuso dei singoli componenti e il riciclo dei materiali, come ad esempio il riutilizzo di piattaforme per l'installazione di impianti di data center offshore (con studi di fattibilità pianificati nel 2025 nel Mar Adriatico) e il riutilizzo di siti onshore per la realizzazione di impianti eolici e fotovoltaici (nel 2024 sono state investigate le potenzialità di riconversione di alcune aree industriali italiane). **Plenitude** focalizza il suo impegno in studi di interventi di revamping e repowering per l'estensione della vita utile dei propri asset e, tramite attività di ricerca, nell'analisi di scenari di decommissioning degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Infine, la misura della circolarità rappresenta uno strumento essenziale per il controllo, la gestione e la trasparenza. Eni col supporto della Scuola Superiore Sant'Anna di Pisa, ha sviluppato un Modello di misurazione della circolarità basato su principi riconosciuti a livello internazionale e validato da un ente terzo di certificazione, anche collaborando con i gruppi di lavoro di UNI (Ente italiano di normazione) ed ISO (international standardization organization). Inoltre, nel 2023, Eni ha avviato un progetto pilota per l'applicazione dello standard sperimentale UNI TS 11820 sulla misura della circolarità a valle della finalizzazione della norma durante il 2024. L'asserzione di circolarità per l'ambito di sedi uffici, laboratori e tutte funzioni di supporto ai business e società di servizi (le così dette "Support Function") è stata verificata da un ente terzo.

## Rifiuti

Nell'ambito della gestione dei rifiuti, Eni 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 e smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducono 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. Non essendo sempre disponibili impianti interni, il trattamento dei rifiuti viene effettuato prevalentemente presso impianti terzi fuori sito, adeguatamente autorizzati secondo le normative localmente applicabili. Relativamente ai siti esteri, la strategia per la gestione ottimale dei rifiuti adottata da Eni si attua attraverso la riduzione della produzione dei rifiuti stessi, ed il miglioramento nella loro raccolta e segregazione. Inoltre, applicando i principi di economia

(127) La tecnologia NEWER™ permette la purificazione dei polimeri riciclati, garantendo la conformità al Regolamento UE/1616/2022 sul riciclo.

circolare, Eni si impegna ad ottimizzare il riciclo ed il riutilizzo dei materiali, sia attraverso una reportistica più granulare nella gestione dei rifiuti che attraverso nuove opportunità di valorizzazione degli stessi. Eni continua, inoltre, a promuovere attività di sensibilizzazione presso le consociate estere, anche tramite divulgazione e condivisione delle iniziative e delle esperienze maturate per una corretta gestione e valorizzazione dei rifiuti. In tutte le realtà in cui opera, Eni si impegna a rispettare la normativa vigente in materia di rifiuti e a ridurre gli impatti ambientali legati alle diverse fasi del processo di gestione. Per questo Eni monitora l'evoluzione delle normative di settore e adotta strumenti e procedure per supportare la gestione dei rifiuti. Tra gli strumenti adottati vi sono il coinvolgimento delle strutture HSE nella valutazione dei fornitori e l'utilizzo di applicativi informatici che supportano la gestione dei rifiuti.

### SPESE RIFIUTI[(a)(b)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese e investimenti gestione rifiuti | (M€) | 246,57 | 222,30 |
| *di cui: spese correnti* | | *228,75* | *217,59* |
| *di cui: investimenti* | | *17,82* | *4,71* |

(a) Per le principali spese relative all'economia circolare si rimanda al paragrafo Capital Allocation nel capitolo Cambiamento Climatico.
(b) Le voci in tabella sono incluse nella Nota 14 "Attività Immateriali" e nella Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.

## METRICHE[128]

### RIFIUTI

| | Unità di misura | 2024 Operato | 2024 Consolidato non operato | 2023 Operato |
|---|---|---|---|---|
| Rifiuti prodotti totali | (milioni di tonnellate) | 4,4 | 0,7 | 4,5 |
| Totale Rifiuti Pericolosi | | 0,6 | 0,5 | 0,6 |
| Rifiuti pericolosi non destinati allo smaltimento (recuperato/riciclato) | | 0,1 | 0,0 | 0,2 |
| Rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento | | 0,6 | 0,5 | 0,3 |
| *di cui: incenerimento* | | *0,0* | *0,0* | *0,0* |
| *di cui: smaltimento in discarica* | | *0,1* | *0,0* | *0,0* |
| *di cui: altre operazioni di smaltimento* | | *0,5* | *0,5* | *0,3* |
| Rifiuti non pericolosi non destinati allo smaltimento (recuperato/riciclato) | | 0,8 | 0,0 | 0,9 |
| Rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento | | 2,8 | 0,1 | 2,9 |
| *di cui: incenerimento* | | *0,0* | *0,0* | *0,1* |
| *di cui: smaltimento in discarica* | | *0,1* | *0,0* | *0,1* |
| *di cui: altre operazioni di smaltimento* | | *2,7* | *0,1* | *2,7* |
| Quantità totale di rifiuti non riciclati | (%) | 79 | 98 | 74 |

Nel 2024 in Eni sono stati prodotti oltre 4 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui 1,2 milioni di tonnellate da attività produttiva e 3,2 milioni di tonnellate da attività di bonifica , trend complessivamente in calo rispetto al 2023 dell'1%. I rifiuti da attività produttive generati nel 2024 sono calati complessivamente del 25% rispetto al 2023, per le riduzioni registrate sia per i pericolosi che per i non pericolosi. Sul trend hanno influito la cessione della società in Nigeria (Nigerian Agip Oil Co Ltd), la cessione dei siti in Alaska da parte di Eni US Op. Co Inc, il termine delle attività di drilling e construction in Costa d'Avorio e la riduzione delle acque di produzione smaltite a Gela. Nel 2024 sono stati avviati a recupero e riciclo oltre 300 mila tonnellate di rifiuti da attività produttive in diminuzione del 38% rispetto al 2023. I 3,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 2,6 milioni da Eni Rewind) sono in aumento del 14% rispetto al 2023 principalmente per l'avvio di nuovi cantieri presso la raffineria di Sannazzaro. La maggior parte dei rifiuti da bonifica è costituita da acque trattate in impianti TAF (oltre il 60% nel 2024), in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. Nel 2024 sono stati avviati a recupero e riciclo oltre 596 mila tonnellate di rifiuti da bonifica, in calo del 4% rispetto al 2023, principalmente per una riduzione delle attività di bonifica presso il Distretto Meridionale.

(128) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.

# Tassonomia europea

Il Regolamento 852/2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" ha istituito un sistema di classificazione delle attività economiche basato su criteri di ecosostenibilità al fine di indirizzare gli investimenti produttivi. Un'attività economica è sostenibile ovvero "allineata" alla Tassonomia se rispetta le seguenti condizioni: (i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE; (ii) non arreca un danno significativo ad alcuno degli altri obiettivi, principio del "do no significant harm" - DNSH; (iii) è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia che sono procedure adottate dalle imprese per la responsabile conduzione del business. Eni ha verificato l'ammissibilità delle attività economiche condotte dal Gruppo rispetto agli obiettivi di sostenibilità dell'UE regolati dalla Commissione attraverso il riscontro con gli Atti delegati:

- per gli obiettivi di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ai cambiamenti climatici, "l'Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato UE 2021/2139 articolato in due annex) integrato dall'Atto Delegato Complementare (Regolamento UE 2022/1214) che norma le attività di produzione di energia elettrica da nucleare e gas;
- per gli obiettivi: (i) uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine; (ii) transizione verso un'economia circolare; (iii) prevenzione e riduzione dell'inquinamento; (iv) protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi, "l'Atto Delegato sull'Ambiente" (Regolamento Delegato UE 2023/2486 comprendente quattro Annex).

Come step successivo, il Gruppo ha valutato il grado di allineamento delle attività economiche agli obiettivi della Tassonomia attraverso la verifica del rispetto degli stringenti criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria - TSC", che sono le condizioni di performance di un'attività economica affinché contribuisca in modo sostanziale all'obiettivo e rispetti il principio del non arrecare danno significativo agli altri obiettivi. Inoltre, è stata verificata per ciascuna attività in ambito il rispetto della clausola di salvaguardia. Sono state individuate le attività economiche del Gruppo in grado di contribuire in modo sostanziale all'obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici. Il Gruppo non produce prodotti o servizi per l'adattamento ai cambiamenti climatici, mentre le attività che contribuiscono agli obiettivi ambientali, in considerazione del ridotto numero di attività ammissibili e della selettività dei TSC, sono poco significative nel bilancio consolidato Eni.

Sulla base dei criteri di reporting normati dalla Commissione mediante l'atto delegato UE 2021/2178, sono stati calcolati gli indicatori fondamentali di prestazione "KPI - Key performance indicator" delle attività del Gruppo Eni allineate alla Tassonomia per il 2024 e il relativo periodo di confronto.

## OBBLIGHI DI REPORTING

Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione dei tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche allineate sul totale delle tre voci a livello di bilancio consolidato, delle informazioni di commento, nonché i reporting template. Si rileva che il perimetro relativo agli investimenti (capex) riguarda anche investimenti indiretti.

## 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 2024

| | 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 | | | | | | |
| **A.1. ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)** | **812** | **0,9%** | **1.222** | **7,9%** | **282** | **6,5%** |
| A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA) | 4.601 | 5,2% | 419 | 2,7% | 403 | 9,4% |
| TOTALE A.1 + A.2 | 5.413 | 6,1% | 1.641 | 10,6% | 685 | 15,9% |
| B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA | 83.384 | 93,9% | 13.861 | 89,4% | 3.624 | 84,1% |
| **TOTALE A+B** | **88.797** | **100,0%** | **15.502** | **100,0%** | **4.309** | **100,0%** |

Di seguito il break-down dei KPI consolidati per le principali attività "allineate" con il relativo comparative period.

## QUADRO RIEPILOGATIVO KPI TASSONOMIA 2024 CONFRONTO 2023

| | Fatturato | | Spese in conto capitale | | Spese operative | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (mln €) | **2024** | 2023 | **2024** | 2023 | **2024** | 2023 |
| 3.17 Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | **230** | 59 | **4** | 745 | **38** | 5 |
| 4.1 Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica | **80** | 192 | **529** | 606 | **28** | 86 |
| 4.3 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica | **159** | 168 | **48** | 138 | **46** | 25 |
| 4.8 Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia | **40** | 35 | **7** | 2 | **10** | 8 |
| 4.10 Accumulo di energia elettrica | **1** | | **98** | 23 | **1** | |
| 4.13 Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | **297** | 660 | **300** | 224 | **157** | 64 |
| 5.12 Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di $CO_2$ | | | **146** | 145 | | |
| 6.15 Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio | | | **82** | 121 | | |
| Altre | **5** | 5 | **8** | 8 | **2** | 2 |
| **Totale allineato** | **812** | **1.119** | **1.222** | **2.012** | **282** | **190** |
| **Consolidato** | **88.797** | **93.717** | **15.502** | **13.665** | **4.309** | **3.979** |
| ***KPI Tassonomia*** | ***0,9%*** | ***1,2%*** | ***7,9%*** | ***14,7%*** | ***6,5%*** | ***4,8%*** |

All'interno del capitolo Principi e criteri metodologici sono pubblicate le informazioni e i modelli di reporting previsti dal Reg. 2021/2178 e successive modifiche e integrazioni.

# I diritti umani per Eni

Al fine di inquadrare l'impegno di Eni sugli aspetti sociali e sul rispetto dei diritti umani, nonché esporre alcuni aspetti comuni a tutti gli standard sociali, la trattazione dei singoli temi sociali richiesti dagli ESRS è anticipata da un capitolo introduttivo sul sistema di gestione dei diritti umani.

## POLITICHE[129]

L'impegno di Eni sugli aspetti sociali e sul rispetto dei diritti umani è incluso nel Codice Etico, in cui si ribadisce il rispetto dei diritti umani nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, operando nel rispetto della dignità delle persone e richiedendo lo stesso impegno a tutti i business partner che operano per conto di Eni. Nella Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni[130], che delinea il processo di due diligence, il quale riflette gli standard internazionali in materia, fra cui in particolare i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali, viene esplicitato che l'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte si sviluppano in maniera prioritaria sui c.d. Salient Human Rights Issue. Questi rappresentano i temi più significativi per Eni, definiti in base alle attività di business condotte, ai contesti operativi e al punto di vista degli stakeholder locali e internazionali, adottando un approccio risk-based e di compliance. La Policy ribadisce il rispetto e l'applicazione dei principi previsti dalla Dichiarazione Tripartita dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) sulle imprese multinazionali e la politica sociale che include i diritti fondamentali sul lavoro sanciti dalla Dichiarazione OIL, nonché i diritti previsti dagli strumenti internazionali del lavoro per la promozione di condizioni di lavoro dignitose. Nella Policy vengono definite anche le modalità di engagement con gli stakeholder durante tutte le fasi del processo di due diligence, in una prospettiva di collaborazione attiva, e sono descritti i meccanismi di reclamo e gli altri canali di segnalazione, sia a livello centrale che di sito operativo, volti ad assicurare che eventuali possibili violazioni dei diritti umani siano tempestivamente intercettate, analizzate, gestite e – qualora accertate – siano oggetto di misure di rimedio. In caso di eventuali impatti negativi causati (o che Eni abbia contribuito a causare) nei confronti dei lavoratori e delle comunità, vengono definite le modalità per verificare e offrire rimedi, anche in collaborazione con Terze Parti, nonché viene definito l'impegno a compiere il massimo sforzo qualora l'impatto sia direttamente collegato alle proprie attività, prodotti o servizi. Viene inoltre ribadito l'impegno ad assicurare che anche le Terze Parti abbiano adeguati sistemi di rimedio. Fra le modalità descritte nella Policy, un ruolo rilevante assume il "responsible contracting" che prevede standard contrattuali, definiti con un approccio risk-based che utilizza come driver la tipologia contrattuale di riferimento, allineati a quanto prevede la normativa in materia di diritti umani, con particolare riferimento ai diritti dei lavoratori. Sempre nella Policy viene asserito l'obbligo di rispettare l'età minima di accesso al lavoro e le misure previste dalla normativa internazionale e nazionale applicabile in materia di lavoro infantile e minorile, incluso quello nelle sue peggiori forme ed il rifiuto di qualsiasi forma di lavoro forzato o obbligatorio, nonché qualsiasi pratica di sfruttamento lavorativo, tra cui la tratta di esseri umani, la limitazione della libertà di movimento e il sequestro dei documenti di identità. Eni si attende che tutti i propri business partner a loro volta si impegnino e rispettino sia i principi enunciati nella Policy, sia gli impegni specifici che Eni ha assunto in prima persona, come ribadito anche nel Codice di Condotta fornitori. Infine, nel **corpo normativo interno** viene definito l'impegno di Eni a promuovere il rispetto dei diritti umani nell'ambito di attività affidate a, o condotte con i partner e da parte degli stakeholder (per approfondimenti si veda il capitolo Politiche: Codice Etico e sistema normativo). Nei casi di potenziale divergenza fra standard locali e internazionali, si ricercano le soluzioni che consentano comportamenti fondati sugli standard internazionali pur nella considerazione dei principi locali e assicurata l'analisi e la valutazione dei rischi connessi alle possibili violazioni, al fine di monitorarne il livello di rischio e verificare l'efficacia delle azioni gestionali individuate.

## IL PRESIDIO DI ENI SUI DIRITTI UMANI

La tematica dei diritti umani è oggetto di attenzione anche da parte del CdA di Eni, che nel 2023 ha approvato la Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e la Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro, e in particolare, dal Comitato Sostenibilità e Scenari, a cui ogni anno vengono presentati i principali aggiornamenti apportati al sistema di gestione dei diritti umani e le attività condotte. Nel 2024, Eni ha proseguito nel processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i livelli manageriali, inclusi i diretti riporti dell'AD e continuando un percorso di sensibilizzazione e formazione mediante corsi generali dedicati a tutto il personale Eni, corsi specifici su temi e aree particolarmente esposte a rischi di impatti negativi e workshop pratici per i fornitori sui temi di sicurezza e diritti umani.

(129) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(130) I principi riportati in questa sezione si riferiscono a tutte e 4 e categorie di stakeholder richiesti dagli ESRS: lavoratori, lavoratori nella catena del valore, comunità e clienti, quindi sono stati trattati in questa sezione in modo trasversale.

### FORMAZIONE SUI DIRITTI UMANI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Ore dedicate a formazione sui diritti umani | ore | 955[a] | 1.182 |
| Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani | (%) | 78 | 77 |

(a) In particolare, nel 2024 risultano ancora con una fruizione contenuta in relazione al fatto che non si è trattato di un anno caratterizzato da campagne massive.

## La due diligence sui Diritti umani

Il percorso intrapreso negli ultimi anni sulla diffusione e il consolidamento della cultura del rispetto dei diritti umani ha rafforzato la due diligence, delineata dalla Policy. L'approccio si basa su una responsabilità condivisa tra più funzioni per la gestione dei processi di maggior rilievo per i rischi sui diritti umani: risorse umane, procurement, security, sostenibilità e compliance. La due diligence è un processo continuo e focalizzato sull'intero spettro delle implicazioni che le attività di Eni potrebbero avere sui diritti umani, andando oltre l'elenco definito dai c.d. "Salient Human Rights Issue". Tale modello multidisciplinare, multilivello e integrato nei processi aziendali, denominato "modello di gestione dei diritti umani", è basato sul rischio con l'obiettivo di identificare, prevenire, mitigare e rendicontare gli impatti negativi sui diritti umani.

**GOVERNANCE E COMMITMENT**

I diritti umani sono incorporati nelle politiche e nei processi di governance, anche attraverso la strutturazione di adeguati presidi di formazione continua.

**DUE DILIGENCE**

Eni ha adottato un sistema di gestione che include un set di processi e strumenti per valutare le questioni, i rischi e gli impatti più rilevanti in materia di diritti umani.

**ACCESS TO REMEDY**

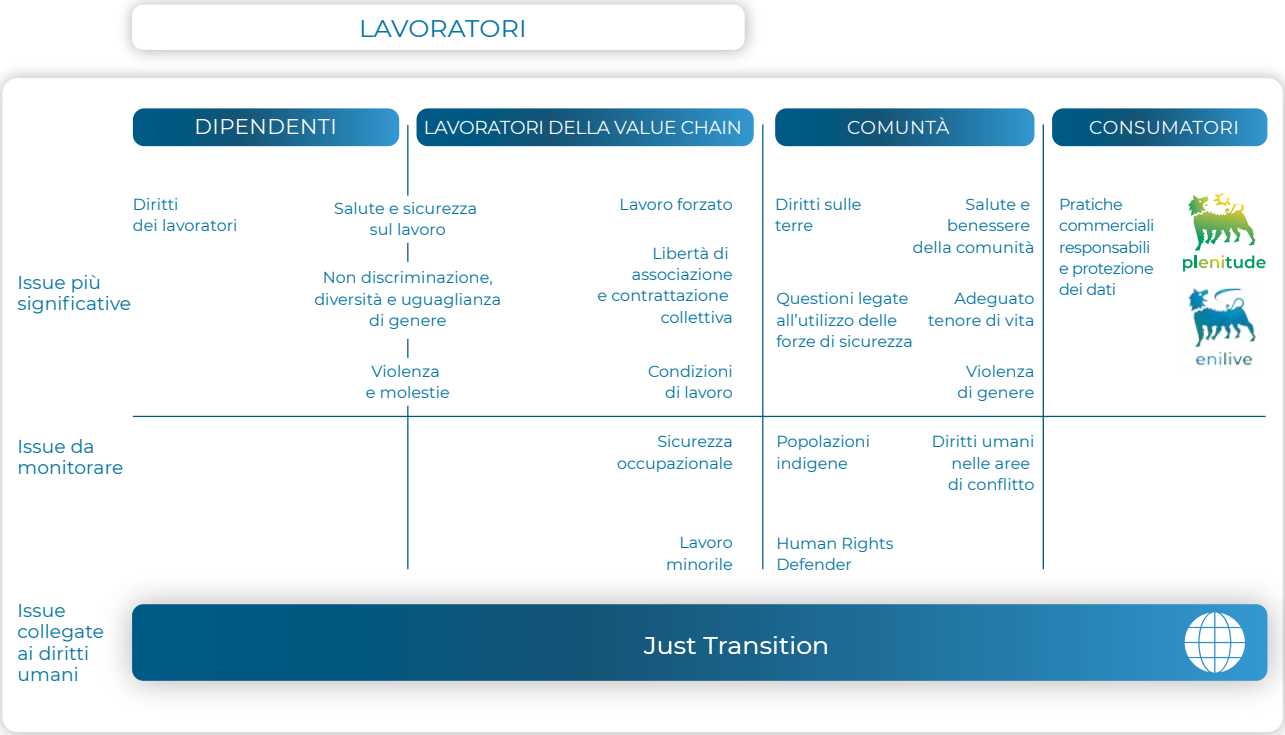
Eni assicura un'adeguata gestione dei reclami tramite "Grievance Mechanism" e il processo di whistleblowing.

Il modello di gestione dei diritti umani si basa su alcuni elementi chiave che vedono come punto cardine l'impegno dei vertici aziendali e di tutte le strutture a garanzia dell'applicazione dei principi di tutela e rispetto dei diritti umani e l'opportuna integrazione nei vari strumenti normativi a tutti i livelli. Elemento rilevante è l'engagement degli stakeholder ed il costante e adeguato accesso a meccanismi di reclamo/canali di segnalazione e rimedi per assicurare che eventuali possibili violazioni dei diritti umani siano tempestivamente intercettate, analizzate, gestite e, qualora vengano accertate, siano applicate misure di rimedio. Tale modello si articola su: (i) la mappatura dei Salient Human Rights Issue e il Compliance Risk Assessment; (ii) l'identificazione e valutazione dei potenziali rischi o impatti negativi[131] che attività, prodotti o servizi Eni possano causare, o contribuire a causare, strutturandone adeguati presidi a supporto[132]; (iii) la definizione e l'implementazione di misure di prevenzione o di gestione dei rischi e degli impatti e la previsione di misure di rimedio laddove l'impatto negativo si sia comunque verificato; (iv) il monitoraggio periodico o specifico sulla base di indicatori qualitativi e quantitativi; (v) le attività di planning e reporting volte a definire le direttrici di pianificazione e a fornire una vista di sintesi sulle attività e sulla performance relativa ai diritti umani.

## I Salient Human Rights Issue

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 alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui opera. Il set di temi, c.d. "Salient Human Rights Issue", identificati per la prima volta nel 2017, è stato oggetto di un aggiornamento nel corso del 2024, attraverso il coinvolgimento in workshop dedicati di oltre cento persone di diverse funzioni aziendali di Eni e lo svolgimento di incontri con alcuni autorevoli stakeholder. A valle dell'analisi sono state identificate 13 tematiche principali, suddivise tra lavoratori, comunità e consumatori, oltre a 5 ulteriori tematiche da monitorare poiché rilevanti in relazione a specifici segmenti di business o particolari contesti operativi.

(131) I rischi correlati alla potenziale violazione dei Diritti Umani sono valutati sotto un duplice profilo: (i) rischio di causare (o contribuire a causare) impatti negativi, effettivi o potenziali, con riferimento agli UNGPs e alle Linee Guida OCSE; (ii) rischio di incorrere in sanzioni, perdite finanziarie rilevanti o danni di reputazione (c.d. rischio di compliance).
(132) Tali valutazioni possono essere condotte anche attraverso la realizzazione di Human Rights Impact Assessment o Human Rights Risk Analysis (approfonditi nel capitolo Comunità Locali).




Per presidiare questi temi più significativi, Eni si è dotata di **modelli risk-based**, approfonditi nei seguenti capitoli, che consentono di raccogliere informazioni sul contesto operativo, valutarle in considerazione delle specifiche attività condotte e dei processi aziendali, intercettare gli elementi di rischio potenziali e adottare adeguate misure di prevenzione e gestione in considerazione dei livelli di rischio stessi.

## Accesso alle misure di rimedio e meccanismi di segnalazione e grievance

Eni si impegna ad adottare, anche in collaborazione con terze parti, misure di rimedio a fronte di eventuali impatti negativi causati (o che abbia contribuito a causare) nonché a compiere il massimo sforzo per garantire un rimedio qualora l'impatto sia direttamente collegato alle proprie attività, prodotti o servizi. A questo scopo, Eni si impegna ad esercitare la propria influenza nei confronti delle terze parti affinché venga posto rimedio agli eventuali impatti negativi direttamente collegati alle loro attività. In linea con questo impegno e in conformità agli standard internazionali, il modello di gestione dei diritti umani di Eni si avvale pertanto di meccanismi di ricezione dei reclami e delle preoccupazioni degli stakeholder, singoli individui, comunità o associazioni d'individui, con particolare attenzione alle categorie più vulnerabili, attraverso i quali possono essere segnalate alla Società anche presunte violazioni dei diritti umani nell'ambito delle attività industriali di Eni. Questi meccanismi consentono alla Società di intercettare, valutare, gestire e – qualora gli impatti siano accertati – porre in essere le opportune misure di rimedio in maniera tempestiva. In particolare, sono a disposizione degli stakeholder due strumenti specifici cui ricorrere in caso di presunta violazione dei diritti umani: (i) il Grievance Mechanism, ossia il processo di invio, gestione e risoluzione delle istanze o lamentele, in cui i grievance riferiti ai diritti umani classificati come "rilevanti" prevedono uno specifico iter di analisi e risposta (si veda Comunità Locali); (ii) le "Segnalazioni" costituite dalla possibilità, per chiunque, dipendenti o soggetti terzi, di segnalare, in forma confidenziale o anonima, problematiche attinenti al Sistema di Controllo Interno o ad altre materie in violazione del Codice Etico (si veda il capitolo Business Conduct). Per quanto concerne le segnalazioni, nell'anno è stata completata l'istruttoria su 63 fascicoli[133], di cui 32 afferenti ai diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. In particolare, sono state verificate 64 asserzioni, per 10 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del Codice Etico e della Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro; e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili.

(133) 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.

### FASCICOLI DI SEGNALAZIONE AFFERENTI IL RISPETTO DEI DIRITTI UMANI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Totale fascicoli (asserzioni) chiusi nell'anno | (numero) | 32 (64) | 46 (62) |
| *di cui: da dipendenti[a]* | | *11* | *n.a.* |
| Asserzioni fondate | | 10 | 8 |
| Asserzioni non fondate/non accettabili[b]/not applicable[c] | | 54 | 54 |
| Inerenti episodi di discriminazione | | 3[d] | 6[d] |
| Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani relativi a potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali | | 0 | 0 |
| Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani relativi a potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali | | 1 (2)[e] | 1 (2)[e] |

(a) Al netto degli 11 Fascicoli riferiti a Segnalazioni anonime. L'indicatore è disponibile a partire dal 2024.
(b) 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.
(c) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità. La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.
(d) Gli asseriti episodi di discriminazione non hanno evidenziato elementi di fondatezza.
(e) Entrambe le asserzioni relative al fascicolo in oggetto non hanno evidenziato elementi di fondatezza.

## Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali

Inoltre, Eni coopera con altri meccanismi di rimedio non giudiziali, quali ad esempio quello previsto e disciplinato dalle Linee Guida OCSE e istituito presso i Punti di Contatto Nazionali dell'OCSE, presenti nei vari Paesi. Parte integrante della due diligence è la comunicazione dei risultati ottenuti, anche tramite il report di sostenibilità Eni for e quello dedicato al tema dei diritti umani Eni for - Human Rights. L'Azienda, inoltre, valuta lo status dei procedimenti legali a carico dell'impresa, di una sua controllata o di esponenti del top management per violazioni di leggi nazionali o internazionali relative a tali materie, Eni non ostacola in alcun modo il ricorso a meccanismi giudiziari o non giudiziari nonché a quelli istituzionali. Nel 2024 Eni non ha ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani.

# FORZA LAVORO DI ENI

## POLITICHE[134]

L'impegno di Eni per la valorizzazione delle proprie persone è incluso nel Codice Etico, in cui si ribadisce come le competenze delle persone Eni, a tutti i livelli, siano fondamentali per l'eccellenza operativa e l'impegno a promuovere una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze, che valorizzi i comportamenti e i contributi di ognuno, credendo nel potere della condivisione, dello scambio di idee e del confronto. Il Codice riconosce anche il ruolo delle diversità e la promozione di una cultura della pluralità, sottolineando l'impegno a creare un ambiente di lavoro inclusivo che rispetti la dignità di ognuno, tenendo in considerazione il contributo di ciascuno e riconoscendo la forza delle differenze. Allo stesso tempo, si ribadisce l'impegno di Eni alla tutela del diritto alla privacy[135] delle proprie persone, trattando i dati personali e le informazioni riservate nel rispetto delle leggi e delle migliori prassi applicabili. La Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni riconosce e promuove lo sviluppo delle capacità e delle competenze dei dipendenti senza discriminazione alcuna e su una base di parità e la valorizzazione della professionalità delle persone in condizioni di parità e non discriminazione. La formazione viene riconosciuta come leva fondamentale di sviluppo delle conoscenze, come elemento strategico per il raggiungimento degli obiettivi di business, nonché come mezzo per fornire ai propri dipendenti i mezzi per acquisire, mantenere e sviluppare le proprie competenze. Nella Policy è sottolineato il divieto di qualsiasi forma di discriminazione, distinzione, esclusione o preferenza fondata su elementi identificativi della persona non collegata ai requisiti necessari all'esecuzione del lavoro, che hanno l'effetto di annullare o compromettere la parità di opportunità o di trattamento in materia di impiego o professione. È ribadito anche l'impegno a realizzare la parità di retribuzione tra lavoratrici e lavoratori per un lavoro di uguale valore, sulla base di criteri oggettivi. Inoltre, viene specificata l'adozione di misure e iniziative volte a garantire il "work-life balance" e il benessere organizzativo, promuovendo il sostegno alla genitorialità, tutelando la maternità, e riconoscendo condizioni non inferiori a quelle previste dalla normativa internazionale in materia di maternità e paternità alle proprie persone in tutti i Paesi in cui Eni opera. Sono promosse anche misure aggiuntive di agevolazione della genitorialità, garantendo il diritto alla non discriminazione delle persone con responsabilità familiari. Eni garantisce e promuove il diritto dei lavoratori e dei datori di lavoro di costituire, su loro libera scelta, delle organizzazioni sindacali, nonché il diritto alla contrattazione collettiva. Inoltre, la Policy ECG Diversity & Inclusion riconosce l'impegno a scongiurare episodi di discriminazione in relazione a: colore, sesso, religione,

(134) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo, e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(135) Per le azioni di Eni sul tema privacy si veda il capitolo ▶ Fattori di rischio/Rischi connessi alla normativa in materia di protezione dei dati Personali.

origine etnica, opinione politica, origine sociale o ascendenza nazionale, condizioni di disabilità, identità di genere, orientamento sessuale, status sociale, età o qualsiasi altra forma di diversità contemplata dal diritto internazionale. Tale Policy supporta lo sviluppo di un business internazionale basato su equità, dignità, pari opportunità, diffusione di valori etici, valorizzazione delle diversità, integrazione e non discriminazione, e promuove la parità di genere e l'empowerment femminile sul lavoro, nelle pratiche di business e nei rapporti con le comunità dei Paesi in cui opera. Viene ribadito l'impegno a garantire che le proprie iniziative di comunicazione, anche commerciale, promuovano una visione inclusiva della Società stessa e rifuggano il ricorso a stereotipi di genere. Inoltre è esplicitata la volontà di garantire un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo, fornire a ciascuna persona gli strumenti necessari per avere pari accesso alle risorse e alle opportunità aziendali basandosi sul principio di pari opportunità e non discriminazione e rimuovere gli ostacoli culturali, organizzativi e materiali che limitano la libertà d'espressione delle persone e la loro completa valorizzazione. La Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro, specificatamente vieta senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della società. Inoltre, nel **corpo normativo interno** vengono definite le modalità di gestione legate alla forza lavoro.

## TARGET E IMPEGNI

I target e gli impegni di Eni legati al Capitale Umano vengono definiti sulla base dell'evoluzione dell'assetto risorse e in coerenza con la strategia di medio-lungo termine del percorso di Just Transition, nonché considerando anche il trend dei dati storici e previsionali dei piani occupazionali; in caso di raggiungimento del target essi vengono rivalutati e modificati di conseguenza. Tali indicatori vengono monitorati trimestralmente attraverso la reportistica standard verso i responsabili del personale dei diversi business e, conseguentemente, vengono definite/implementate eventuali azioni correttive. I principali dati occupazionali e relativi trend vengono inoltre condivisi con i rappresentanti dei lavoratori in occasione del Comitato Aziendale Europeo e del Global Framework Agreement, al fine di presentarne e commentarne gli sviluppi. Inoltre, sempre su base trimestrale viene svolta la valutazione e il monitoraggio degli indicatori alla base dei target per verificare che gli andamenti siano in linea con i piani di sviluppo, segnalare eventuali criticità e impostare eventuali azioni correttive, ove necessario.

| Target | Al | Performance al 2024 | | Anno base e relativo valore di riferimento | Note (Scopo, metodologia, evidenze) |
|---|---|---|---|---|---|
| +4 p.p della popolazione femminile | al 2030 | *+3,8 p.p.* | ● | 2020: 24,6% | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali |
| +3,8 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri) | al 2030 | *+3,4 p.p.* | ● | 2020: 26,6% | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali |
| +6,5 p.p. popolazione under 30 | al 2030 | *+3,5 p.p.* | ● | 2020: 6,7% | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali |
| +2 p.p. presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità | al 2030 | *-1,2 p.p*[(a)] | ● | 2020: 18,6% | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali |
| +15% ore di formazione[(b)] | al 2028 | *in lieve riduzione rispetto al 2023* | ● | 2024: 1.027.822 | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali |

(a) La performance dell'anno risente di operazioni di M&A di società importanti come, ad esempio, la cessione degli asset onshore in Nigeria.
(b) La riduzione del target dal 20% al 15% risente delle iniziative di recupero efficienza e contenimento costi avviati nel 2024.

## IMPATTI, RISCHI[136] E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Eni pone il capitale umano[137] al centro della propria strategia[138], promuovendo il benessere dei lavoratori tramite iniziative di welfare e supportando lo sviluppo delle competenze dei dipendenti finalizzato alla crescita professionale. 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 e ad attrarre talenti, sfruttando l'opportunità data dalle nuove competenze presenti sul mercato al fine di sviluppare tecnologie e business emergenti. Al contempo, al fine di presidiare i potenziali impatti negativi che l'attività può produrre sui propri lavoratori, Eni pone al centro del proprio agire il costante rispetto dei diritti umani in materia di lavoro (ad esempio orario di lavoro, salari adeguati, libertà di associazione e contrattazione collettiva e sicurezza in materia di occupazione). Il settore, infatti, presenta condizioni di lavoro spesso complesse, caratterizzate da turni di lavoro notturni e prolungati, atti a garantire la continuità operativa. Inoltre, particolare attenzione è posta al presidio della non discriminazione, al rispetto della parità di trattamento e opportunità (nelle fasi di assunzione, formazione, percorso professionale

(136) La disclosure relativa ai rischi legati alla forza lavoro propria è riportata nel capitolo Salute & Sicurezza.
(137) Rappresentato da tutti i dipendenti diretti operanti in Italia e all'estero. Nei dipendenti diretti non sono inclusi i contrattisti che sono invece considerati, come lavoratori della catena del valore.
(138) Per approfondimenti su come gli impatti relativi ai lavoratori propri siano connessi e tenuti in considerazione nella definizione della strategia e business model aziendali, si veda il capitolo Attività di stakeholder engagement.

e progressione di carriera) e alla prevenzione contro la violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale, incluse quelle di genere. L'esplorazione, lo sviluppo e la produzione vengono spesso effettuati lontano dalle aree popolate, spesso ricorrendo ad accordi di rotazione tra periodi di più giorni o più settimane. Inoltre, seppure tradizionalmente i lavoratori del settore siano rappresentati da sindacati e coperti da accordi di contrattazione collettiva, alcune risorse operano in Paesi in cui questi diritti sono limitati e pertanto maggiormente esposti a rischi di intimidazioni o trattamenti iniqui. Inoltre, le condizioni, i luoghi di lavoro, le competenze e le tipologie di mansioni svolte nell'ambito delle attività del settore potrebbero essere causa di potenziali condizioni di discriminazione, nonché essere caratterizzati da una presenza prevalente di determinate categorie di lavoratori (ad esempio uomini). Casi di discriminazione possono riguardare etnia, genere, orientamento sessuale, disabilità, religione, nazionalità e status dei lavoratori. Infine, il percorso di decarbonizzazione sarà accompagnato da un riassetto industriale che consisterà nella trasformazione di alcuni siti produttivi, come per esempio la chimica di base e la raffinazione tradizionale, con possibile impatto sui lavoratori della propria forza lavoro. Per i rischi materiali si veda il capitolo Salute e Sicurezza, al netto del rischio trasversale di Cyber Security approfondito nel capitolo Business Conduct.

## COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI[139]

### Relazioni industriali

Un ruolo centrale nella costruzione della relazione con i lavoratori e nella tutela dei loro diritti è rappresentato dal modello di relazioni industriali di Eni, gestito dalla funzione dedicata. In ambito nazionale, Eni coinvolge i propri lavoratori sia attraverso gli incontri previsti dal Protocollo INSIEME, come ad esempio il Comitato Strategico, che affronta tematiche quali cessioni di ramo d'azienda, razionalizzazione organico e ricambio generazionale, riconversione di siti produttivi e revisioni organizzative rilevanti (con cadenza semestrale o quando necessario), sia attraverso altri strumenti come la Commissione Bilaterale sul Lavoro Agile, che verifica l'applicazione dell'accordo sul Lavoro Agile, ne analizza gli impatti sull'organizzazione del lavoro, gestisce criticità locali e riporta periodicamente i risultati alle parti firmatarie. In ambito internazionale Eni ha istituito, già dal 1995, il proprio Comitato Aziendale Europeo[140] (CAE), che si concentra nel perimetro dello Spazio Economico Europeo principalmente su tematiche relative a programmi di attività/investimenti/acquisizione o cessione di business, prospettive occupazionali, salute e sicurezza sul lavoro, politiche ambientali e sostenibilità. Ne fanno parte i rappresentanti dei lavoratori Eni italiani ed europei, rappresentanti delle organizzazioni sindacali italiane, e un rappresentante del sindacato europeo IndustriAll European Trade Union. Altro strumento europeo è l'Osservatorio Europeo per la Salute, Sicurezza ed Ambiente dei Lavoratori, dove vengono condivisi dati e strumenti di analisi e gestionali relativi a: infortuni, incidenti e malattie professionali, evoluzione normativa, aspetti ambientali e sanitari, presidio dei temi climatici ed efficienza energetica. Sono previsti una riunione annuale del CAE e dell'Osservatorio Europeo per la Salute, Sicurezza ed Ambiente dei Lavoratori e almeno tre incontri annuali del Comitato ristretto del CAE con le funzioni competenti di Eni. Infine, il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility (GFA), a carattere internazionale ed extra-europeo ed in corso di rinnovo nel 2025, coinvolge annualmente i delegati dei lavoratori Eni internazionali ed europei, i rappresentanti delle organizzazioni sindacali italiane ed un rappresentante del sindacato globale IndustriALL Global Union. L'Accordo rappresenta un impegno concreto di Eni per orientare gli indirizzi di sostenibilità, per definire le strategie basate sui principi di integrità e trasparenza, per favorire la lotta alla corruzione, il rispetto dei diritti umani, del lavoro, della salute e della sicurezza delle persone per la tutela dell'ambiente e dello sviluppo sostenibile. Per ogni incontro viene condivisa documentazione di dettaglio e a valle viene redatto un verbale, sottoscritto da entrambe le parti, con quanto concordato e discusso. L'engagement dei lavoratori con riferimento alle tematiche relative alla transizione sostenibile si realizza anche attraverso l'utilizzo di strumenti come il Protocollo INSIEME, che sancisce la nascita di un nuovo modello di relazioni industriali, per accompagnare efficacemente i processi di trasformazione e per condividere un Patto Generazionale che consenta il rinnovamento e l'aggiornamento delle competenze professionali e la costruzione, insieme agli stakeholder, di un quadro normativo chiaro, favorevole agli investimenti e in grado di combinare la sostenibilità economico-finanziaria con quella ambientale e sociale.

### Altre iniziative di coinvolgimento

Tra le iniziative di engagement e ascolto delle persone Eni, si segnalano le iniziative per raccogliere spunti rilevanti sulle esigenze dei dipendenti di Eni (a partire dagli under 35) in ambito Welfare, l'analisi di clima aziendale, nonché le iniziative di ascolto mirate su alcune materie (D&I). Con riferimento alle azioni intraprese verso persone più vulnerabili e meno rappresentate, Eni ha avviato le seguenti azioni: (i) formazione periodica dedicata a tutte le persone per sviluppare una maggiore consapevolezza sulla cultura dell'inclusione; (ii) formazione specifica con l'obiettivo di acquisire le competenze necessarie per gestire i possibili pregiudizi inconsapevoli nel processo di selezione e nei colloqui gestionali; (iii) iniziative di comunicazione e sensibilizzazione interna D&I presso le sedi direzionali e nei siti operativi in Italia e all'estero; (iv) iniziative di ascolto per misurare l'impatto e la sensibilità aziendale delle iniziative D&I e per generare e progettare nuove iniziative con focus particolare nel 2024 su disabilità e intergenerazionalità; (v) assessment della maturità D&I presso consociate all'estero attraverso l'ascolto delle persone finalizzato alla definizione di un piano di iniziative comuni e specifiche per le singole realtà; (vi) consolidamento

(139) Si veda per approfondimenti il capitolo Attività di stakeholder engagement.
(140) Organismo rappresentante dei lavoratori previsto dalla direttiva europea 94/45/CE, che favorisce l'informazione e la consultazione transnazionale dei lavoratori nelle imprese e nei gruppi di dimensioni comunitarie.

di una community D&I sia all'interno dell'azienda, attraverso il coinvolgimento e la partecipazione attiva delle persone Eni, sia all'esterno attraverso partnership e iniziative di networking (es. Women X Impact) e l'adesione ad associazioni nazionali e internazionali focalizzate sui temi D&I (es. Parks e Valore D); (vii) promozione di una cultura dell'inclusione attraverso azioni di comunicazione esterna, sensibilizzazione nelle scuole (con i progetti di Eniscuola e Valore D), contenuti sulle piattaforme digitali (es. podcast e webinar powered by Eni) e partecipazione ad eventi esterni. Tutte le iniziative sono coordinate da una funzione aziendale dedicata alle tematiche di D&I.

## Valutazioni e feedback

L'azienda nelle proprie procedure interne promuove e valorizza l'utilizzo in modo continuo e diffuso del feedback, che consente l'espressione di valori fondamentali della propria cultura. Un feedback puntuale, oggettivo, costruttivo e tracciato tramite sistemi aziendali, contribuisce infatti allo sviluppo e all'engagement delle persone Eni non solo in occasione di processi istituzionali (valutazione delle performance), ma anche in modo continuativo e ogni qual volta si manifesti l'esigenza di confronto e ascolto reciproco tra responsabile e collaboratore. Alla base del processo di valutazione vi sono obiettivi coerenti con la strategia Eni, sfidanti e bilanciati in relazione al ruolo assegnato. Per quanto riguarda i Dirigenti e Senior Manager, sono previsti obiettivi di business e comportamentali, mentre per le altre risorse sono previsti obiettivi quali/quantitativi coerenti con le responsabilità ricoperte e obiettivi comportamentali, adattabili nel corso dell'anno sulla base del confronto tra responsabile e collaboratore.

## Meccanismi di segnalazione e rimedio

Gli strumenti, regolamentati nell'ambito del sistema normativo aziendale, a cui è possibile ricorrere in caso di presunta violazione del Codice Etico, dei diritti umani[141] e delle predisposizioni in materia di sicurezza e salute nei confronti dei propri lavorati sono il Grievance Mechanism e le Segnalazioni. Per ulteriori dettagli su questi canali e per l'approccio di gestione dei remedy ed eventuali azioni intraprese nell'anno si rimanda al capitolo I Diritti Umani per Eni mentre per le misure di protezione del segnalante al capitolo Business Conduct.

# AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

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 del business comporta un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano ed in tale ottica, Eni si impegna a dare priorità ai programmi dei lavoratori, in linea con il percorso di Just Transition, con l'obiettivo di sostenerne la ricollocazione in attività nuove o trasformate. Nel 2024 sono proseguite le iniziative volte alla diffusione e assimilazione nei processi e nella cultura interna di un nuovo modello di capacità e comportamenti volti alla gestione efficace della transizione, avviando anche processi di revisione dei modelli professionali e l'aggiornamento delle competenze, sia soft skills che hard skills, per favorire la crescita di professionalità più complete ed integrate. In questo quadro si inseriscono le iniziative di formazione su tematiche quali economia circolare, decarbonizzazione ed energie rinnovabili, finalizzate a garantire un upskilling continuo. Relativamente alla gestione delle proprie risorse, Eni ha avviato un nuovo modello di gestione delle risorse 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 i talenti in una logica inclusiva, favorendo la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone. Relativamente all'impatto sui lavoratori della propria forza lavoro dovuto al processo di conversione industriale Eni si impegna a: (i) proseguire il processo di ricambio delle competenze al fine di supportare la trasformazione di Eni in coerenza con gli obiettivi e i target di decarbonizzazione definiti nell'ambito del processo di transizione energetica; (ii) perseguire lo sviluppo del modello satellitare, il recupero di efficienza organizzativa sulle funzioni trasversali di supporto al business e il riassetto industriale dei settori di business tradizionali anche attraverso iniziative volte a valorizzare le competenze interne disponibili con opportuni programmi di formazione e mobilità interna. Guardando al mercato del lavoro, Eni è costantemente impegnata ad attrarre le migliori professionalità, con caratteristiche distintive e orientate alle diverse esigenze delle linee di business. Le competenze professionali richieste mutano, infatti, in relazione all'evoluzione della strategia aziendale ed è necessario che ci sia nel tempo piena rispondenza tra tali dinamiche per poter garantire il costante aggiornamento dei profili professionali rispetto ai fabbisogni espressi dalle diverse aree di business. In un'ottica di continua ingegnerizzazione e upskilling delle competenze, viene pertanto garantita la realizzazione di programmi strutturati di orientamento, dove l'obiettivo è quello di accompagnare le nuove generazioni verso una scelta più consapevole del percorso formativo/professionale da intraprendere, e di piani di Talent Attraction, anche verticali e legati a settori specifici, sia per profili Expert che per profili Junior, nonché iniziative mirate alla preparazione di pool di persone che possano rappresentare al meglio la Strategia e i business nei diversi contesti di esposizione del brand Eni (Global Ambassador Programme). Sul piano della comunicazione rimangono centrali, infine, le azioni di Employer Branding attuate attraverso campagne di recruiting sui principali canali media, digital e tradizionali. Con riferimento agli impatti, nel 2024 a seguito di casi accertati di violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale (rilevati mediante canale di whistleblowing), Eni è intervenuta con licenziamento e sospensione dal lavoro, sia nei confronti degli autori delle molestie che di altri dipendenti i cui comportamenti avevano contribuito alla compromissione dell'ambiente di lavoro.

(141) Per la disclosure relativa al numero di incidenti gravi relativi ai diritti umani connessi alla forza lavoro propria, si rimanda al capitolo I Diritti Umani per Eni.

## Modello di gestione dei diritti umani di Eni - persone Eni

A partire dal 2020 è stato introdotto 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 e la libertà di 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 2024 è stata approfondita l'applicazione del modello nelle società controllate della Direzione Energy Evolution, svolta nel 2023, ed è stato effettuato un follow-up nelle società del business upstream interessate dall'applicazione del modello nel 2021. È stato inoltre divulgato a tutte le società di Eni un set di azioni standard di mitigazione derivante dall'applicazione di tale modello risk-based di valutazione del presidio dei diritti umani sul posto di lavoro.

## Work-life balance e Welfare

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, volti 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, modello 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, con riferimento ai temi della genitorialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere quale trattamento minimo, in difetto di una normativa applicabile di miglior favore: 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 offre un piano di iniziative che rispondono a bisogni riguardanti l'ambito familiare (dai servizi ricreativi ed educativi per i figli, a quelli di assistenza per i familiari non autosufficienti), della promozione della salute e del benessere psicofisico (iniziative di prevenzione dedicate, sportello psicologico e disponibilità di strutture sportive convenzionate) ed interventi di supporto al reddito (prestiti agevolati, previdenza complementare e assistenza sanitaria integrativa). Il 2024 è stato caratterizzato da un lato dal consolidamento delle nuove linee di servizio in ambito genitorialità attivate a seguito della loro definizione nel Protocollo NOI sottoscritto con le organizzazioni sindacali, dall'altro dall'avvio di una fase di studio e di analisi dell'offerta esistente, anche attraverso benchmark, per individuare azioni di ridefinizione e miglioramento dell'as-is.

## Diversity & Inclusion

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 di bilanciamento vita privata-lavoro, e le principali aree di azione sono: (i) **Empowerment femminile**: proseguono le azioni per attrarre i talenti femminili, attraverso l'organizzazione e la promozione di iniziative per gli studenti di orientamento verso le materie STEM, con focus sulla parità di genere e la crescente ed efficace testimonianza delle Role Model e Ambassador interne, per le pari opportunità nel mondo del lavoro del settore dell'energia. Eni ha mantenuto nel 2024 la collaborazione con Valore D e, in ambito procurement, con Open-ES per la diffusione delle strategie D&I nella filiera di fornitura con un focus sulle PMI. Nel 2024 è stata completata la progettazione di una iniziativa denominata WIP (Women in power) che avrà piena realizzazione nel primo semestre 2025. Tale iniziativa riguarda uno specifico intervento formativo volto a promuovere lo sviluppo professionale. Eni ha rinnovato la partnership con Woman X Impact, il summit annuale dedicato alle tematiche relative alla gender parity, alla leadership femminile e al self branding attraverso il networking femminile. Tra le altre attività, sono stati realizzati eventi in presenza nelle sedi direzionali di Roma e Milano nei quali si è parlato del ruolo delle donne nel mondo STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), degli stili di leadership femminile e dell'importanza del networking; (ii) **Parità di genere e genitorialità**: a seguito dell'adozione da parte di Eni del Codice di Autodisciplina per le imprese in favore della maternità, nel corso del 2024 è stato istituito il Tavolo di Lavoro interfunzionale finalizzato all'introduzione di nuove misure per la genitorialità, alla loro comunicazione efficace alle persone di Eni e alla formalizzazione di un sistema di Gestione per la Parità di genere; (iii) **Interculturalità**: sono stati organizzati workshop presso alcune consociate di Eni all'estero per accrescere la consapevolezza sulle tematiche D&I, anche attraverso lo storytelling delle persone locali e il coinvolgimento di testimonial esterni; (iv) **Intergenerazionalità**: in aggiunta all'iniziativa di ascolto realizzata nel 2024, è stato promosso un evento focalizzato a ripercorrere i valori e i driver lavorativi che accomunano e distinguono i bisogni delle persone di diversa generazione e in che modo le persone di diversa età entrano in relazione tra di loro al di là dei loro ruoli formali in azienda; (v) **Orientamento sessuale e identità di genere**: sono proseguite le attività di sensibilizzazione sul tema, in particolare è stato organizzato un evento interno sul filone sport e coming out; (vi) **Disabilità e fragilità**: in aggiunta all'iniziativa di ascolto sulle persone con disabilità, sono proseguiti i lavori per definire una strategia di attraction, gestione e sviluppo delle persone con disabilità, e delle linee guida per l'accessibilità degli edifici e per l'accessibilità digitale. Inoltre, Eni ha proseguito la collaborazione con Auticon e avviato una collaborazione con l'Associazione Italiana Dislessia a testimonianza dell'impegno crescente di Eni a favore delle neurodivergenze. Nel 2024 è stato realizzato anche un piano di comunicazione mirato a diffondere la Policy ECG D&I tra i dipendenti anche nei contesti operativi in Italia e all'estero. La Policy D&I è stata inoltre adottata nelle consociate e controllate all'estero come previsto dal sistema normativo di Eni.

## Formazione e sviluppo

Eni continua a considerare la formazione come una leva fondamentale nel supportare l'azienda nel processo di cambiamento, in coerenza con le strategie definite nell'ambito della transizione energetica e della trasformazione digitale. Mirati interventi formativi che coprono a 360 gradi tutti gli aspetti di crescita tecnico-professionale, trasversale, personale, attraverso opportuni interventi di upskilling e reskilling e nell'ottimale mix tra formazione in presenza e a distanza, restano la chiave per la costruzione delle competenze del futuro nelle direzioni definite dagli obiettivi aziendali. L'efficacia dei moduli formativi viene misurata attraverso questionari di fine corso che il dipendente compila per constatare il raggiungimento degli obiettivi formativi. Pertanto, ove previsto, al termine dei percorsi sono presenti: nei percorsi di tipo tecnico specialistico, un test di apprendimento di fine corso; nei corsi obbligatori in ambito sicurezza, prove pratiche o teoriche per il superamento del corso; nei corsi di lingua, test conclusivi per attestare il raggiungimento del livello previsto; nei percorsi di tipo comportamentale, questionari di autovalutazione sulle competenze acquisite. Relativamente alle spese rilevanti nel 2024 in ambito forza lavoro di Eni (escluse quelle relative al costo del lavoro esplicitate nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato), si segnalano spese totali di formazione che sono state pari a €31,3 mln (di cui €0,32 mln per attività di D&I) e che si prevedono per il prossimo quadriennio pari a €139 mln, di cui €1,7 mln per iniziative D&I. Per le altre spese rilevanti relative alla forza lavoro di Eni si veda il capitolo Salute e Sicurezza.

### SPESE DI FORMAZIONE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time | (€) | 976,2 | 1.005,1 |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio consolidato.

## METRICHE[142]

### OCCUPAZIONE, DIVERSITY, FORMAZIONE E RELAZIONE INDUSTRIALI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Dipendenti (head count) | (numero) | 31.669 | 32.321 |
| *Uomini* | | *22.695* | *23.472* |
| *Donne* | | *8.974* | *8.849* |
| Dipendenti per area geografica | | | |
| *Italia* | | *21.688* | *21.336* |
| *Africa* | | *1.769* | *2.711* |
| *Americhe* | | *1.328* | *1.930* |
| *Asia* | | *2.515* | *2.506* |
| *Australia e Oceania* | | *103* | *101* |
| *Resto d'Europa* | | *4.266* | *3.737* |
| Lavoratori a tempo indeterminato | | 30.858 | 31.383 |
| *Donne* | | *8.763* | *8.595* |
| *Uomini* | | *22.095* | *22.788* |
| Lavoratori a tempo determinato | | 811 | 938 |
| *Donne* | | *211* | *254* |
| *Uomini* | | *600* | *684* |
| Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.) | | 1.433 | 2.793 |
| *Donne* | | *526* | *684* |
| *Uomini* | | *907* | *2.109* |
| Lavoratori full-time | | 31.248 | 31.945 |
| *Donne* | | *8.623* | *8.516* |
| *Uomini* | | *22.625* | *23.429* |
| Lavoratori part-time | | 421 | 376 |
| *Donne* | | *351* | *333* |
| *Uomini* | | *70* | *43* |
| Dipendenti all'estero locali | (%) | 85 | 86 |

(142) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.

## OCCUPAZIONE, DIVERSITY, FORMAZIONE E RELAZIONE INDUSTRIALI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità | | 17,4 | 19,1 |
| Assunzioni da contratto a tempo indeterminato | (numero) | 2.616 | 1.949 |
| Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato | | 2.813 | 1.942 |
| Tasso di Turnover | (%) | 8,8 | 6,2 |
| Lavoratori non dipendenti | (numero) | 1.433 | 2.793 |
| Dipendenti per fasce d'età | | | |
| *Under 30 anni* | | *3.185* | *3.240* |
| *30-50* | | *17.781* | *18.427* |
| *Over 50* | | *10.703* | *10.654* |
| Dipendenti in posizione di responsabilità (Dirigenti[a]) | | 926 | 941 |
| *Donne* | (numero) (%) | *173 (18,68)* | *171 (18,17)* |
| *Uomini* | | *753 (81,32)* | *770 (81,83)* |
| Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri, giovani laureati) | (%) | 94 | 85 |
| Dipendenti coperti da review annuale (dirigenti, quadri, giovani laureati) | | 98 | 95 |
| *Donne* | | *97* | *n.a.* |
| *Uomini* | | *99* | *n.a.* |
| Ore di formazione totale | (ore) | 1.027.822 | 1.154.495 |
| Ore di formazione fruite medie per dipendente | | 32,1 | 36,7 |
| *Donne* | | *27,1* | *27,5* |
| *Uomini* | | *34,0* | *40,1* |
| Dipendenti che hanno diritto al congedo parentale | (%) | 100 | 100 |
| Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale | | 3 | 3 |
| *Donne* | | *4* | *4* |
| *Uomini* | | *3* | *3* |
| Gender pay gap | | 6,8 | 3,4 |
| Total remuneration ratio | (numero) | 157 | 180 |
| Dipendenti coperti da contrattazione collettiva | (%) | 83,50 | 86,95 |
| *Italia[b]* | | *100* | *100* |
| *Estero* | | *40,10* | *56,28* |
| Dipendenti iscritti ai sindacati[b] | | 36,74 | 36,65 |

(a) Si fa riferimento a tutti i dipendenti dell'azienda che, per loro competenza e capacità manageriali, ricoprono ruoli di elevata responsabilità, di autonomia e di potere decisionale tale da promuovere, indirizzare e gestire il raggiungimento degli obiettivi dell'azienda.
(b) All'interno dello Spazio Economico Europeo, viene considerato solo il perimetro Italia in quanto identificato come unico Paese in cui Eni opera con almeno 50 dipendenti e che rappresenta almeno il 10% del totale dei lavoratori.

## Occupazione e Diversity

La diminuzione dell'occupazione complessiva è riconducibile ad operazioni di M&A (cessioni in ambito Enilive e Upstream parzialmente compensate dalle acquisizioni dei gruppi Aten Oil e Neptune) e al saldo di efficienza gestionale. Complessivamente, nel 2024 sono state effettuate 2.981 assunzioni (+13,3% ca. vs. 2023) di cui 2.616 con contratti a tempo indeterminato (+34,2% ca. vs. 2023). Circa il 53% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Sono state effettuate 3.183 risoluzioni (902 in Italia e 2.281 all'estero) di cui 2.813 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato, con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 36%. Il 71% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2024 aveva età inferiore a 50 anni. Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze per sostenere la transizione energetica, è evidenziato anche dall'andamento del tasso di turnover che nel 2024 aumenta di 2,6 p.p. rispetto al 2023, anno in cui si è registrato il valore più rilevante degli ultimi 4 anni. La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'86% nell'ultimo triennio. L'età media delle persone Eni nel mondo è di 44,9 anni (45,6 in Italia e 43,4 all'estero), sostanzialmente in linea rispetto al 2023 (44,7) grazie all'importante lavoro di turnover e al programma di assunzioni di professionalità innovative e figure junior. Il dato relativo ai lavoratori non dipendenti varia a seconda delle esigenze di business e delle flessibilità operative richieste ovvero dalla loro trasformazione in contratti stabili. Rispetto al 2023, il numero dei lavoratori non dipendenti ha registrato un decremento principalmente per operazioni di M&A.

## Relazioni sindacali

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 40,10%. 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 e Valorizzazione delle persone

Il 2024 si assesta su valori confrontabili con l'anno precedente, pur registrando una riduzione anche in coerenza con una razionalizzazione dei piani formativi. In particolare, si riscontra un decremento dell'11% delle ore totali fruite e del 12,5% della formazione media per dipendente. In contenimento anche la spesa media nell'ordine del 3%. Delle oltre 1 milione di ore di formazione nell'anno, il 76% sono state fruite da uomini e il 24% da donne, raggiungendo una distribuzione coerente a quella della popolazione Eni, con un aumento della fruizione da parte delle donne dal 20% nel 2023 al 24% nel 2024, come effetto dell'impegno verso il sostegno della presenza e sviluppo delle professionalità femminili in azienda. Per quanto riguarda la valutazione delle performance, nel 2024 si conferma una copertura completa dei senior manager e un trend in aumento su quadri e giovani laureati, raggiungendo complessivamente il 94% della popolazione di dirigenti, quadri e giovani laureati. Tale incremento è dovuto all'utilizzo sempre più consolidato della nuova scheda rolling per la popolazione non manageriale nel corso dell'anno. Sullo stesso bacino, anche relativamente alla review annuale, si registra un trend in aumento con un livello complessivo del 98%. Nella rappresentazione per Genere il processo di review annuale risulta sostanzialmente in linea con il trend generale e non emergono differenze di rilievo.

## Remunerazione e salari adeguati

Per quanto riguarda il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti (Total remuneration ratio), l'indicatore nel 2024 risulta in riduzione rispetto al 2023 ed è pari a 157 per la remunerazione totale e a 34 per la remunerazione fissa. Il Gender Pay Gap, ovvero il gap retributivo tra uomo e donna a livello globale è di +6,8%. L'incremento rispetto al 2023 dipende dall'acquisizione/dismissione di società estere e può essere influenzato da fattori oggettivi non discriminatori e non considerati dall'indicatore, quali: livello di categoria professionale e ruolo ricoperto, anzianità nel ruolo, orari e condizioni di lavoro (es. turni e relative indennità), performance individuale, nonché dalla numerosità e distribuzione della popolazione femminile nei diversi Paesi e categorie professionali rispetto alla popolazione maschile. Pertanto, Eni effettua ulteriori analisi, a parità dei fattori oggettivi sopra menzionati, al fine di evidenziare eventuali gap non motivati e adottare le opportune azioni correttive. In particolare, nel 2024 l'analisi a parità di livello di ruolo/anzianità ha evidenziato un pay gap medio a livello globale pari al 2,1%. Per garantire salari dignitosi, Eni applica, in ciascun Paese in cui opera, riferimenti salariali di politica ampiamente superiori ai minimi di legge/contrattuali, nonché al 1° decile del mercato retributivo locale e verifica annualmente il posizionamento retributivo delle proprie persone, adottando eventuali azioni correttive. I riferimenti che Eni utilizza per il confronto sono i minimi stabiliti per legge o per contratto in ciascun Paese e i minimi di mercato delle medie/grandi aziende locali, largamente superiori alle soglie di povertà stabilite da Eurostat per l'Unione Europea e da Wage Indicator per gli altri Paesi. Maggiori dettagli sugli indicatori di pay gap e dei minimi salariali e sulle politiche di remunerazione Eni sono riportati nella Relazione sulla Politica di Remunerazione 2025 e sui compensi corrisposti.

# SALUTE & SICUREZZA

## POLITICHE[143]

L'impegno di Eni per la salute e sicurezza della propria forza lavoro, è incluso nel Codice Etico, dove si ribadisce l'importanza della promozione della salute e della sicurezza delle persone. Salute e Sicurezza vengono tutelate nel rispetto dei più alti standard internazionali, delle specifiche normative e dei regolamenti dei Paesi, con un'ottica di miglioramento continuo e responsabilizzazione di tutti i livelli aziendali, per assicurare una gestione basata sui principi di precauzione, prevenzione, protezione e gestione del rischio. Sono predisposti idonei strumenti di prevenzione e protezione da ogni comportamento colposo o doloso, anche di terzi, che potrebbe provocare danni diretti o indiretti alle Persone di Eni e/o alle risorse materiali e immateriali dell'azienda e viene assicurato un flusso informativo chiaro e trasparente nei confronti delle persone Eni, della collettività e dei partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare (e quando questo non è possibile, mitigare) i rischi e le criticità dei processi e delle attività. La Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni ribadisce l'impegno del Codice Etico di garantire un ambiente di lavoro sicuro e sano per tutti i lavoratori ed i principi di riferimento, esplicitando anche l'integrazione della prospettiva di genere nei modelli operativi, con l'impegno ad operare in un'ottica di miglioramento continuo e responsabilizzazione di tutti i livelli aziendali. La promozione della salute e del benessere – fisico, mentale e sociale – delle proprie persone è assicurata attraverso un sistema di gestione che comprende la medicina del lavoro e l'igiene industriale, l'assistenza sanitaria e la gestione delle emergenze mediche, la promozione della salute, garantendo l'adozione di una prospettiva di genere, nonché una particolare attenzione alle situazioni di maggiore fragilità e le attività a tutela e promozione della comunità. Infine, nel **corpo normativo interno** vengono definiti l'impegno e le modalità operative per

(143) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo, e Principi e criteri metodologici/Politiche.

assicurare la sorveglianza sanitaria e prevenire l'insorgere di malattie di origine lavorativa, la clusterizzazione in base al rischio salute e relativi adempimenti, le modalità di gestione delle emergenze sanitarie. I temi di sicurezza entrano nel **corpo normativo interno** HSE che, tra le tematiche, affronta gli impegni e le modalità operative per sviluppare idonee misure di prevenzione e protezione a tutela del personale, dei fornitori e degli asset di proprietà, oltre che il costante mantenimento in efficienza degli stessi. Tale corpo normativo ne approfondisce il sistema di gestione che comprende, oltre alla sicurezza sul lavoro e l'igiene industriale, la sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativi con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici, la sicurezza prodotto, la gestione delle emergenze e la promozione di una cultura della sicurezza.

## TARGET E IMPEGNI

I target e gli impegni sui temi salute e sicurezza, in linea con lo scorso anno, si collegano ai principi delle Policy, e fanno riferimento specifico ad attività a tutela della salute psico-fisica dei lavoratori con riferimento all'ambiente di lavoro e alle situazioni di fragilità e alla sicurezza delle persone. Tali target sono condivisi con le strutture che sono responsabili del loro raggiungimento e la tematica Sicurezza (con un indicatore specifico definito da Eni a partire dal TRIR) è parte dell'incentivazione variabile di AD e management; il monitoraggio di target e impegni avviene su base semestrale attraverso i processi di riesame Salute, Sicurezza e Ambiente, nonché, con frequenza maggiore, attraverso l'utilizzo di metriche specifiche per assicurare gli opportuni interventi nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi.

| Target | Al | Performance al 2024 | | Anno base e relativo valore di riferimento | Note (scopo, metodologia, evidenze) |
|---|---|---|---|---|---|
| Mantenimento dell'Indice frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)[a] ≤0,40 | 2025-28 | *0,48* | | 0,43 (media ultimi 3 anni) | Target relativo; include sia lavoratori propri che contattisti della VC |
| 85% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico | al 2028 | *74%* | | 2022: 68% | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali<br>% di dipendenti sul totale |
| 150 sensori testati in siti off-shore Italia ed estero per iniziative digitali di monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor | al 2028 | *99* | | 2022: 0 | Target relativo<br>Perimetro: consolidate integrali<br>Applicabile ai siti operati |

(a) Per la nota metodologica, il target e la modalità di raggiungimento di quest'ultimo si rimanda alla sezione Metriche: metodologie di riferimento. Questo target continua ad essere definito sulla base del perimetro su cui Eni rendicontava prima dell'entrata in vigore degli standard ESRS, che hanno portato l'azienda a ridefinire il perimetro operato (si veda Perimetro di rendicontazione) al fine di continuare ad indirizzare le azioni di sicurezza anche verso realtà in cui Eni non è effettivamente l'operatore.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Gli infortuni sul lavoro e gli incidenti possono potenzialmente avere un impatto notevole sugli individui (lavoratori propri e della catena del valore), sugli asset, l'ambiente e le comunità circostanti. La presenza di beni ed asset per la produzione di petrolio, gas ed energia spesso in località remote, rende necessaria una gestione efficace dei rischi per proteggere la **sicurezza** delle persone e delle operazioni anche in relazione a potenziali incidenti e guasti agli asset e alle infrastrutture. Il focus primario, difatti, ruota attorno all'identificazione e mitigazione di potenziali rischi/pericoli che potrebbero avere un impatto sulla forza lavoro (propri lavoratori e quelli nella catena del valore), sull'ambiente o sulle comunità. Per quanto riguarda la sicurezza di processo, si fa riferimento a: incidenti rilevanti di processo, come incendi o esplosioni, sversamenti o rilasci di sostanze pericolose e incidenti di asset integrity con danni alle persone; incidenti associati ad altre attività non di "processo", come servizi di trasporto stradale e ferroviario, navale, stazioni di rifornimento, reti di distribuzione gas, reti canalizzate GPL; blowout a seguito del verificarsi di un flusso incontrollato di idrocarburi all'interno dei pozzi. Per la mitigazione e gestione dei rischi, è stato istituito un sistema di gestione della sicurezza risk-based, per prevenire incidenti rilevanti. Tutti gli eventi incidentali, compresi i near miss e le unsafe condition/unsafe act sono segnalati, analizzati e monitorati con le necessarie azioni correttive e preventive. Questo sistema viene continuamente migliorato, tenendo conto degli eventi che si verificano nelle nostre operazioni e nel settore. Tutte le realtà a rischio significativo sono coperte da certificazione ISO 9001, 14001, 45001 e 50001 o ne hanno pianificato il conseguimento. A conferma del fatto che la sicurezza dei dipendenti è per Eni un valore imprescindibile ed è dunque fondamentale mantenere le condizioni di lavoro sicure per tutti gli individui sotto la massima supervisione raggiungendo operazioni 100% sicure. Anche la **salute e il benessere dei lavoratori** rappresentano per l'azienda un valore inestimabile, che viene protetto e promosso, al fine di tutelare le proprie persone e per garantire continuità al business. Per quanto riguarda gli impatti legati alla salute, essi riguardano le malattie professionali di lavoratori propri e lavoratori della catena del valore, ossia patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio 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. Le principali malattie professionali possono derivare dall'esposizione ad agenti chimici, biologici, fisici oppure possono essere legate a fattori ergonomici o psicosociali. Tra i rischi più attenzionati di Eni vi è quello biologico, legato alla possibile diffusione di epidemie e pandemie. A tal fine, Eni analizza e monitora costantemente i contesti epidemiologici locali per una migliore prevenzione e gestioni di eventuali focolai e pandemie emergenti. Gli stakeholder potenzialmente impattati dalle patologie elencate ed eventuali emergenze sanitarie sono sia i lavoratori propri, che i lavoratori nella catena del valore. Oltre

ai rischi di blowout, di incidenti e biologico, sopra citati, un altro rischio materiale[144] legato ai lavoratori propri, riguarda potenziali scenari di global security: il rischio di scenari avversi e/o potenziali minacce nelle aree di interesse strategico di Eni in relazione ad azioni o eventi di carattere doloso o colposo di matrice criminale o politica, può portare a danni, effettivi o potenziali, alle persone di Eni, nello specifico ai gruppi di lavoratori che operano in tali aree.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

### Sicurezza delle persone e di processo

Eni investe costantemente nell'implementazione delle azioni necessarie per garantire la **sicurezza delle persone** 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 l'impegno rivolto all'azzeramento degli infortuni e alla salvaguardia dell'integrità degli asset. Per prevenire incidenti, oltre al continuo aggiornamento dei documenti gestionali e delle istruzioni operative, nell'anno, sono state introdotte sia iniziative per rinforzare la sensibilità e il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti in ambito HSE (Safety Golden Rules e Principles, Safety Leadership, technical e behavioral safety Coaching Program, promozione della Stop Work Authority[145]), sia attività volte al miglioramento delle aree di lavoro in termini di sicurezza del personale, nonché l'implementazione di nuove tecnologie digitali a supporto della sicurezza operativa. Tale impegno si focalizza su competenze tecniche e non e digitalizzazione. Per quanto riguarda le competenze non tecniche, nel 2024 è proseguita l'applicazione del modello di analisi dei comportamenti e dell'affidabilità umana (metodologia THEME) su cinque nuovi siti, al fine di individuare strategie di azione per rafforzare le barriere umane. In merito alle competenze tecniche è stata lanciata la nuova campagna sui Principi e le Regole d'Oro sulla Sicurezza, con particolare enfasi sulla Stop Work Authority e la Line of Fire, con lo scopo di promuovere i principi fondamentali e i requisiti minimi di sicurezza da applicare ad attività rischiose. Relativamente alla digitalizzazione, il tool Safety presense, ossia lo strumento di intelligenza artificiale in grado di prevedere situazioni ricorrenti di pericolo a partire dai segnali deboli registrati nei database di sicurezza, ha generato dalla sua messa in produzione 520 alert che hanno portato all'implementazione di azioni preventive mirate. Infine, è proseguita l'evoluzione e la promozione dell'App HSEni, accessibile in mobilità per segnalare condizioni non sicure, compilare checklist, e per la consultazione delle regole di sicurezza di Eni, completando il roll-out a circa 11.000 utenti su oltre 200 siti in tutto il mondo. In ambito **Process Safety**, per ridurre al minimo gli incidenti e migliorare le performance, Eni ha svolto diverse attività: la realizzazione di un vademecum relativo ai principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; la formazione di oltre 2.000 risorse tecnico-operative e di area HSEQ tramite il percorso formativo appositamente sviluppato sulla Process Safety in Eni; 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 $CO_2$ e altre sostanze da nuove filiere.

#### SPESE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese totali Sicurezza | (M€) | 344 | 281 |
| *di cui: impianti attrezzature e gestione antincendio* | | *94* | *71* |
| *di cui: manutenzione di impianti e attrezzature* | | *72* | *67* |
| *di cui: sicurezza degli stabilimenti, degli edifici e dei mezzi di trasporto* | | *73* | *63* |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.
Si segnala che la voce "Spese totali Sicurezza" include altre tipologie di spesa non elencate in tabella.

In materia di sicurezza delle persone e degli asset, Eni ha stanziato per il prossimo quadriennio risorse per €1,5 mld, in particolare per impianti, attrezzature e gestione antincendio (€0,4 mld), sicurezza degli stabilimenti e dei mezzi di trasporto (€0,3 mld), manutenzione degli impianti e delle attrezzature di sicurezza (€0,3 mld), controlli, supervisioni, ispezioni e collaudi (€0,2 mld).

#### SPESE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese Sicurezza per attività di igiene industriale | (M€) | 8 | 7 |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.

(144) Per approfondimenti sulla connessione tra i rischi e la strategia e il modello di business di Eni si veda il capitolo ▶ Modello di business e per le azioni di trattamento si veda il capitolo ▶ Risk Management Integrato e ▶ Fattori di rischio e Incertezza.
(145) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore, in qualsiasi sito Eni, ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

### ASSET INTEGRITY

Eni applica a tutte le attività di sviluppo e gestione dei propri impianti il processo di Asset Integrity allo scopo di garantire la miglior integrità della progettazione e della costruzione, nonché il massimo rigore nella loro operatività fino alla dismissione, gestendo i rischi nel rispetto della sicurezza per le persone, della salvaguardia dell'ambiente e della reputazione dell'azienda (per la valutazione dei rischi associati ad eventi naturali acuti e cronici si veda Cambiamento Climatico). Nel 2024, ha incorporato nei propri processi di lavoro i più avanzati strumenti scientifici e tecnici presenti sul mercato e ha revisionato l'apparato normativo interno affinché i rischi dovuti al cambiamento climatico vengano gestiti sia in termini storici che previsionali, garantendo che le ipotesi di lavoro, gli strumenti e le soluzioni tecniche siano sempre in linea coi valori e gli obiettivi di Eni.

## Salute delle persone

Eni ha sviluppato un sistema di gestione della salute integrato in tutte le realtà operative, che comprende le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza ed emergenza sanitaria, promozione della salute, con una copertura per l'intera popolazione Eni, oltre alle attività a tutela e promozione della salute delle comunità (si veda Comunità locali). La strategia per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi legati alla salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, i presidi emergenziali (soprattutto per le malattie infettive) e i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di fragilità, della salute mentale e volte all'inclusione; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative e servizi di welfare sanitario a favore dei lavoratori e dei loro familiari; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche con il contributo della ricerca scientifica, in considerazione dei rischi collegati ai nuovi progetti e ai processi industriali e alla luce delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e della telemedicina. L'applicazione del sistema di gestione salute, inteso come insieme di azioni volte al miglioramento continuo, garantisce un costante impegno per la mitigazione degli impatti, e la sua implementazione viene monitorata periodicamente anche attraverso attività di audit. Il sistema di gestione salute si avvale sia di risorse interne, professionisti sanitari e staff gestionale, che di una rete di provider esterni specializzati. Nel 2024 sono state potenziate le iniziative per promuovere la salute e il benessere, con particolare attenzione alla gestione del rischio negli ambienti di lavoro e alla sensibilizzazione tramite nuovi strumenti digitali. Parallelamente, è proseguita la collaborazione con centri di ricerca e università per valutare gli impatti dei nuovi processi produttivi, con un focus su bioraffinerie e agribusiness. Le azioni principali comprendono le attività di **medicina del lavoro e igiene industriale**, come: (i) attività mediche e di igiene occupazionale volte alla valutazione, identificazione e controllo dei fattori di rischio che possono avere impatti sul benessere dei lavoratori; (ii) sperimentazione di nuove tecnologie per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor (testati 99 sensori presso i siti operativi onshore in Italia); (iii) attività di preparazione e risposta alle emergenze sanitarie. Ulteriori iniziative riguardano l'**assistenza medica** per i lavoratori Eni e le loro famiglie, coerentemente con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi, legislativi quali: (i) servizi e prestazioni per la prevenzione, diagnosi, cura e gestione delle patologie acute e croniche, per lavoratori e, ove applicabile, famigliari; (ii) servizio di supporto psicologico online per i dipendenti in Italia e all'estero, (copertura 74%); (iii) servizio di Primo Soccorso Psicologico (PFA) disponibile per tutti i dipendenti in Italia e all'estero in casi di eventi catastrofici e inaspettati; (iv) servizi specifici riguardanti assistenza di genere, come in Italia una helpline dedicata alle vittime di molestie e violenza di genere; (v) un pacchetto di servizi di assistenza sanitaria gratuita h24 per le persone Eni e i loro famigliari in Italia (telemedicina, servizi medici domiciliari, prenotazioni e colloqui anamnestici). Inoltre, per i dipendenti e, ove applicabile, famigliari, vengono anche sviluppate attività di **promozione della salute**, quali: (i) sensibilizzazione in relazione a malattie endemiche, come la tubercolosi e la malaria, malattie sessualmente trasmissibili e malattie non trasmissibili, come il diabete e l'ipertensione in tutto il mondo; (ii) estensione in molte città italiane del servizio di check-up biennale gratuito per la prevenzione oncologica e cardiovascolare che ha coinvolto il 44% della popolazione Eni.

Per quanto riguarda le risorse future, gli investimenti per le attività salute previsti per il quadriennio 2024-2027 risultano pari a circa €267 mln.

### SPESE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Spese totali salute | (M€) | 47,9 | 58,3 |
| *di cui: per attività di assistenza medica e gestione delle emergenze* | | *22,6* | *29,8* |
| *di cui: per attività di sorveglianza sanitaria e medicina del lavoro* | | *14,9* | *15,9* |
| *di cui: per attività di salute delle comunità* | | *7,5* | *10,5* |
| *di cui: per attività di promozione della salute* | | *1,4* | *1,1* |
| *di cui: per attività di formazione e di gestione* | | *1,5* | *1,0* |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.

## Sicurezza e salute nella catena del valore

L'unità dedicata alla gestione HSE dei contrattisti, il Safety Competence Center (HSEQ/SCC), mira al miglioramento della sicurezza dei lavori in appalto e all'erogazione di servizi di formazione ed addestramento specialistico, nonché al supporto operativo HSE al business. Nel 2024 ha continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese, promuovendo modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza e della tutela dell'ambiente sempre più preventiva, monitorando oltre 3.000 fornitori in Italia ed all'estero, gestendo puntualmente le situazioni rilevate al di sotto dello standard e valorizzando le buone prassi innovative individuate, assicurandone la condivisione fra i contrattisti. Nel 2024, i Patti per la Sicurezza e l'Ambiente (accordi volontari con le imprese) sono stati attivi in 92 siti in Italia e 20 all'estero e nel 2025 sarà esteso, con il supporto di SCC ad ulteriori realtà all'estero di Versalis, Enilive e per alcune società/JV del settore GGP&Power. Inoltre, nel 2024 è stato realizzato un programma dedicato alla formazione e sensibilizzazione della filiera del settore refinery, coinvolgendo i fornitori strategici con l'obiettivo di promuovere i messaggi chiave in materia di salute e sicurezza sul lavoro. Il programma si è focalizzato sul coinvolgimento attivo del management, sul rafforzamento e monitoraggio delle competenze, sull'applicazione del principio della "Stop Work Authority" e sull'adozione di tutte le misure necessarie per garantire la sicurezza. Inoltre, per la gestione dei rischi per la salute lungo la catena del valore della filiera agroindustriale, Eni ha lanciato programmi interni e collaborazioni esterne con enti internazionali, tra cui l'ILO, in particolare, in Costa d'Avorio e in Kenya dove sono state svolte valutazioni per il miglioramento delle pratiche in ambito salute e sicurezza sul lavoro e protezione sociale. L'attività ha coinvolto, oltre a Eni, i proprietari delle aziende agricole, i lavoratori agricoli e i loro rappresentanti. Per le attività e le misure volte a tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori nella catena di fornitura, si veda la sezione Salute & Sicurezza.

# METRICHE[146]

## Sicurezza delle persone

Il sistema normativo interno HSE di Eni stabilisce l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE per tutte le realtà che hanno personale dipendente; per quelle realtà con un numero di dipendenti superiore a 250 o che svolgono attività industriali, oltre allo sviluppo del sistema ne è richiesta la certificazione secondo gli standard ISO 45001 e ISO 14001. Con riferimento al sistema di gestione salute di Eni, tutti i dipendenti e contrattisti ne sono coperti, alla luce anche di precise procedure applicative interne in linea con la normativa vigente nei Paesi in cui opera. Nel 2024 l'indice di frequenza degli infortuni totali registrabili (TRIR) è in aumento rispetto al 2023 sia per i contrattisti che per i dipendenti poiché, al calo delle ore lavorate registrato nel periodo, non è corrisposta una riduzione nel numero degli infortuni totali registrabili, salito per i contrattisti a 67 (54 nel 2023) e rimasto stabile a 39 per i dipendenti. In particolare, sono stati registrati 5 infortuni mortali a contrattisti in Italia in relazione all'incidente occorso in data 9 Dicembre 2024 presso il deposito Eni di Calenzano: le investigazioni da parte dell'Autorità Giudiziaria sulle dinamiche e le cause dell'evento sono in corso[147]. L'indice di mortalità (Fatality index) dei contrattisti è salito a 4,96, quello dei dipendenti è rimasto pari a zero.

### INDICI INFORTUNISTICI[(a)]

| | Unità di misura | Dipendenti 2024 | Dipendenti 2023 | Contrattisti 2024 | Contrattisti 2023 |
|---|---|---|---|---|---|
| Percentuale di lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza basato su requisiti legali e/o standard o linee guida già riconosciuti[(b)] | (%) | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Numero di morti nella forza lavoro come risultato di incidenti collegati al lavoro | (numero) | 0 | 0 | 5 | 1 |
| Infortuni totali registrabili | | 39 | 39 | 67 | 54 |
| Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,69 | 0,66 | 0,66 | 0,52 |
| Numero di giorni persi a causa di infortuni sul lavoro | | 1.009 | 563 | 1.639 | 1.138 |
| Fatality index | (infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000 | 0,00 | 0,00 | 4,96 | 0,95 |
| Numero di ore lavorate | (milioni di ore) | 56,8 | 59,2 | 100,8 | 104,8 |

(a) Per quanto riguarda gli indici infortunistici, Eni continua a monitorare anche gli indicatori legati alla sicurezza secondo l'area di consolidamento che utilizzava fino al 2023, prima dell'entrata in vigore degli standard ESRS, in linea con il target definito all'interno della propria strategia, la cui performance 2024, riferita all'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è pari a 0,48. Considerando quest'area di consolidamento si segnala un TRIR, per i dipendenti, pari a 0,51 (a fronte di 48 eventi infortunistici, 1.148 giorni persi e 94,4 milioni di ore lavorate) e per i contrattisti pari a 0,47 (a fronte di 91 eventi infortunistici, 1.813 giorni persi e 194,2 milioni di ore lavorate). Rispetto al perimetro operato si segnala un ulteriore infortunio mortale per i contrattisti.
(b) Tra le principali linee guida si cita la noma ISO 45001.

### INDICI INFORTUNISTICI FORZA LAVORO

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) forza lavoro | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,67 | 0,57 |
| Near Miss | numero | 563 | 566 |

(146) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.
(147) La società fornisce piena collaborazione per ogni esigenza dell'Autorità Giudiziaria e, a prescindere da ogni profilo di merito della vicenda, sta raccogliendo tutte le richieste risarcitorie rispetto ad ogni danno materiale e non materiale verificatosi, ai fini di una loro liquidazione.

## Salute

Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2024 si registrano 34 denunce, di cui 8 riguardanti personale attualmente impiegato e 26 relative ad ex dipendenti (nessuna presentata da eredi). Nel 2024, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni ammonta a oltre 232.000, di cui il 63% a favore di dipendenti, il 17% a favore di familiari, il 18% a favore di contrattisti e il 2% a favore di altre persone (ad esempio visitatori). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2024 è di oltre a 140.000, di cui il 77% da parte di dipendenti, il 21% da parte di contrattisti e il 2% da parte di familiari.

### INDICATORI SALUTE

| | | Dipendenti | | Contrattisti | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Unità di misura | **2024** | 2023 | **2024** | 2023 |
| Numero di denunce di malattie professionali presentate da eredi | (numero) | 0 | 2 | 0 | 0 |
| Numero di denunce di malattie professionali presentate | | 8 | 17 | 0 | 0 |

## Sicurezza di processo

Nel 2024 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2[148], che è in continua diminuzione dal 2018. In particolare, sono stati registrati 5 eventi di Process Safety (PSE) Tier 1 e 10 Tier 2. Oltre la metà dei PSE (54%) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 33% il rilascio di gas, e il 13% un incendio/esplosione.

### SICUREZZA DI PROCESSO

| | Unità di misura | **2024** | 2023 |
|---|---|---|---|
| Eventi di Process safety Tier 1 | (numero) | 5 | 10 |
| Eventi di Process safety Tier 2 | | 10 | 9 |

# LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE DI ENI

## POLITICHE[149]

L'impegno di Eni per il rispetto e l'engagement dei lavoratori della catena del valore è introdotto nel Codice Etico, in cui si evince l'aspettativa che i propri interlocutori adottino un comportamento socialmente responsabile e sviluppino adeguati programmi e presidi etici, coerenti con i principi e i comportamenti presentati nel Codice. Eni si riserva il diritto di adottare misure appropriate nei confronti di quei soggetti che non dovessero soddisfare le aspettative e non agiscano in coerenza con i principi del Codice. La Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni sottolinea l'impegno a garantire un ambiente di lavoro libero da ogni forma di discriminazione o abuso, instaurando rapporti di lavoro caratterizzati da correttezza, uguaglianza, non discriminazione, attenzione e rispetto della dignità della persona, l'impegno a non violare i diritti umani e a porre rimedio ad eventuali criticità che dovessero derivare dalle attività in cui è coinvolta. Inoltre, la Policy sottolinea l'impegno a garantire e promuovere il diritto dei lavoratori e dei datori di lavoro di costituire, su loro libera scelta, delle organizzazioni sindacali, nonché il diritto alla contrattazione collettiva, impegnandosi a garantire un ambiente di lavoro sicuro e sano, seguendo i più elevati standard internazionali in materia di salute e di sicurezza e le specifiche normative e i regolamenti dei Paesi in cui opera. Viene espresso l'impegno a promuovere la dignità dei lavoratori e delle lavoratrici lungo tutta la catena del valore, nonché il rifiuto di qualsiasi forma di lavoro forzato o obbligatorio, qualsiasi pratica di sfruttamento lavorativo tra cui, ad esempio, la tratta di esseri umani, la limitazione della libertà di movimento, il sequestro dei documenti di identità e il lavoro minorile. Viene confermata l'adozione di processi atti a prevenire violazioni dei diritti umani e la valutazione dei propri fornitori attraverso un **modello risk-based**, richiedendo, ove necessario, l'implementazione di azioni correttive e monitorandone il recepimento. Inoltre, viene riportato l'impegno a coinvolgere le proprie terze parti nella prevenzione o mitigazione degli impatti negativi sui diritti umani che le loro attività, prodotti o servizi potrebbero causare o contribuire a causare, o a cui sono direttamente collegati. Per i fornitori

(148) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2 e Tier 3 (meno gravi).
(149) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo, e Principi e criteri metodologici/Politiche.

di Eni viene stabilito l'obbligo contrattuale di impegnarsi a rispettare i principi contenuti nelle normative e strumenti nazionali e internazionali applicabili, nelle linee guida e best practice che hanno lo scopo di prevenire le violazioni in materia di diritti umani, tra cui gli UNGPs, le Linee guida OCSE e la Dichiarazione OIL sui principi e i diritti fondamentali del lavoro, nonché il Codice Etico e il Codice di condotta fornitori[150]. Tale codice, ispirandosi ai principi espressi nel Codice Etico, nella MSG Anti-Corruzione e nella Policy ECG sui Diritti Umani in Eni, descrive requisiti ed aspettative rispetto ai quali tutti i fornitori sono tenuti a conformarsi, in un'ottica di miglioramento continuo delle proprie attività e prestazioni. Il Codice di condotta fornitori rappresenta un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori basato sui principi di responsabilità sociale. La sua sottoscrizione impegna il fornitore ad operare con integrità, salvaguardando le proprie persone e promuovendo l'adozione di tali principi anche nella propria catena di fornitura. Il documento contiene disposizioni relativamente a salute e sicurezza, lavoro minorile, forzato e irregolare, traffico di esseri umani, forme di moderna schiavitù, condizioni di lavoro eque, libertà sindacali. Come citato nel capitolo I diritti umani per Eni, l'azienda si impegna a mettere a disposizione dei propri stakeholder, tra cui i propri fornitori e loro dipendenti, strumenti di segnalazione; come espresso nel Codice di Condotta Fornitori, Eni si aspetta che i fornitori, a loro volta, mettano a disposizione dei lavoratori e delle comunità, con cui interagiscono nell'interesse di Eni, propri meccanismi di rimedio, accessibili anche in forma anonima, o facciano riferimento ai canali Eni qualora non ne avessero a disposizione di propri. Infine, la Posizione Eni sui Conflict Minerals ribadisce che l'azienda persegue l'obiettivo di ridurre i rischi di violazioni dei diritti umani, anche indiretti, in relazione all'estrazione, produzione e fornitura di alcuni minerali in aree di conflitto dell'Africa Centrale soggette all'influenza di gruppi armati illegali.

## TARGET E IMPEGNI

I target di Eni relativamente al rispetto dei diritti umani dei lavoratori nella catena del valore rientrano nei più ampi obiettivi di valutazione ESG dei fornitori ed al loro coinvolgimento per il raggiungimento di una transizione equa e sostenibile, approfonditi nella sezione Business Conduct, mentre per le tematiche di sicurezza e salute si rimanda alla sezione Salute & Sicurezza.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

Sebbene le attività di Eni contribuiscano a incrementare il tasso di occupazione lungo tutta la sua catena del valore, esse possono anche essere associate ad impatti negativi i cui effetti si ripercuotono su stakeholder quali contrattisti, lavoratori dei fornitori e partner commerciali. Infatti, la complessità delle attività del Gruppo comporta il coinvolgimento[151] di un elevato numero di fornitori e partner commerciali di varia natura e dimensione, che operano in Paesi caratterizzati da contesti socioeconomici e culturali differenti ed in attività e settori che possono essere identificati come a maggior rischio di violazione dei diritti umani. Inoltre, la presenza di joint venture o altre relazioni di business in determinati Paesi e contesti, determinano un incremento della probabilità che si verifichino potenziali impatti in termini di lavoro forzato e schiavitù moderna. Allo stesso modo, impatti in termini di molestie sessuali sul posto di lavoro hanno una maggiore probabilità di verificarsi per quei settori dove vi è una presenza significativa maschile e in località di lavoro remote. Inoltre, l'esternalizzazione di attività legate alla produzione può generare impatti negativi in termini di garanzie in materia di occupazione, adeguatezza dei salari, mancata applicazione dei contratti collettivi, ostacoli alla libertà di associazione e adesione ai sindacati. L'adozione di una due diligence strutturata nella gestione dei rapporti con i fornitori è essenziale per prevenire e mitigare eventuali impatti negativi (Azioni intraprese sugli IRO materiali). Non si rilevano impatti negativi generalizzati o sistemici legati alle attività di approvvigionamento o ai rapporti commerciali intrattenuti da Eni, pertanto, gli impatti – ove si verifichino – possono essere connessi a singoli specifici eventi. Per quanto riguarda gli impatti positivi legati ai rapporti con i fornitori si veda il capitolo Business Conduct. Non sono stati identificati rischi o opportunità (si veda la sezione Materialità) materiali a livello di Gruppo derivanti dagli impatti e dalle dipendenze dai lavoratori nella catena del valore, al netto del rischio trasversale di Cyber Security approfondito nel capitolo Business Conduct.

### I lavoratori della catena del valore

Alla luce della composizione della Catena del valore, i lavoratori più attenzionati da Eni esposti a potenziali impatti sono principalmente: (i) coloro che lavorano per le imprese fornitrici di Eni; tali lavoratori sono coinvolti anche in specifiche attività di formazione e sensibilizzazione, in particolare per le persone che lavorano presso i siti operativi Eni in relazione alle tematiche HSE; su tali aziende Eni verifica anche il rispetto dei diritti umani con un approccio risk-based, analizzando e classificando i fornitori secondo un livello di potenziale rischio basato sul contesto Paese e sulle attività svolte; (ii) coloro che lavorano per i business partner di Eni[152], anche in JV, sottoposti anch'essi a uno screening su aspetti legati al rispetto dei diritti umani e su altre tematiche quali ad esempio l'anticorruzione e la trasparenza (si veda Il capitolo Business Conduct. In determinati contesti geografici maggiormente a rischio, vi sono lavoratori che possono essere considerati maggiormente vulnerabili, quali ad esempio lavoratori migranti, lavoratori che operano in aree remote o appartenenti a gruppi di minoranza, e quindi esposti a potenziale rischio di lavoro

(150) Il Codice di condotta fornitori è allineato alla Dichiarazione OIL sui principi e i diritti fondamentali del lavoro.
(151) Per approfondimenti su come gli impatti relativi ai lavoratori della catena del valore sono tenuti in considerazione nella definizione della strategia e business model aziendali, si veda il capitolo Attività di stakeholder engagement.
(152) Ivi inclusi, ad esempio, coloro che sono coinvolti nelle attività logistiche, di distribuzione, vendita.

forzato, schiavitù moderna o lavoro minorile[153]. Inoltre, secondo il modello risk-based adottato, sono state classificate come attività ad alto rischio di violazione dei diritti umani sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, che servizi generali, come pulizie, catering e security. Sulla base degli impatti potenziali sono definite le misure di presidio e mitigazione che consentono di gestire opportunamente il rischio di violazione dei diritti umani (si veda Azioni).

## COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI DELLA CATENA DEL VALORE

Le attività di engagement dei lavoratori nella catena del valore avvengono principalmente con il fornitore come persona giuridica in ogni fase di interazione con le società, dalla fase di qualifica delle imprese e durante le fasi di sourcing ed esecuzione dei contratti. Queste attività, coordinate dalla funzione di approvvigionamento centrale, con il supporto delle unità approvvigionanti di business e delle unità richiedenti, possono essere riepilogate in: (i) workshop e formazione sui diritti umani e altri temi di natura sociale; (ii) workshop relativi alla sicurezza (si veda Salute & Sicurezza); (iii) attività di formazione sui temi di sostenibilità e transizione energetica (si veda Business Conduct); (iv) attività di formazione sui temi anti-corruzione (si veda Business Conduct); (v) attività di formazione sulla gestione responsabile della catena di fornitura. L'efficacia delle attività di engagement è valutata sulla base di assessment periodici sul posizionamento dei fornitori rispetto ai temi toccati attraverso audit e verifiche e con conseguente monitoraggio dell'implementazione di piani di azione condivisi a fronte di eventuali lacune rilevate. Per le società considerate maggiormente esposte a potenziali impatti negativi secondo il modello risk-based (si veda Azioni intraprese sugli IRO materiali) sono svolti audit in sito durante i quali vengono svolte interviste alla forza lavoro su aspetti legati ai diritti umani e alla condotta dell'impresa.

### Meccanismi di segnalazione per i lavoratori della catena del valore e processi di rimedio

Il modello di presidio dei potenziali impatti nel processo di procurement, consente di rilevare tali aspetti dal processo di qualifica fino all'assegnazione dei contratti e durante l'esecuzione degli stessi, prevedendo azioni di miglioramento o rimedio in caso di impatti effettivi. Il processo di valutazione dei potenziali impatti sui diritti umani e di eventuale identificazione delle opportune misure di rimedio è coerente per tutte le categorie di stakeholder ed è approfondito nel capitolo I Diritti Umani per Eni, in cui si descrivono anche gli strumenti del Grievance Mechanism e whistleblowing, cui è possibile ricorrere in caso di presunta violazione[154] del Codice Etico, dei diritti umani e delle predisposizioni in materia di sicurezza e salute. Eni proibisce e si impegna ad impedire qualsiasi ritorsione contro lavoratori e altri stakeholder che abbiano segnalato criticità in materia di diritti umani, né tollera o favorisce minacce, intimidazioni, ritorsioni e attacchi (fisici o legali) contro gli human rights defender e altri stakeholder (si veda Business Conduct). Eni altresì si aspetta che i fornitori, a loro volta, mettano a disposizione dei lavoratori e delle comunità, propri meccanismi di segnalazione e rimedio, accessibili anche in forma anonima.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

L'impegno di Eni nel coinvolgere l'intero sistema produttivo in un percorso sostenibile si traduce in soluzioni concrete e in una strategia di sistema caratterizzata dall'apertura al mercato, dall'approccio collaborativo e dall'interesse alle persone e all'innovazione. Il focus sulle persone fa sì che l'attenzione, in particolare per il rispetto dei diritti umani, non si concentri solamente sulle relazioni contrattuali dirette, ma si estenda anche alla forza lavoro dei subappaltatori e dei potenziali fornitori. Tale approccio si riflette in un processo di procurement che prevede: (i) l'adozione da parte della funzione Procurement di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto, (ii) la valutazione del rispetto dei diritti umani delle società fornitrici attraverso l'applicazione di un modello dedicato. Questo modello viene applicato lungo tutte le fasi del processo di procurement, dalla qualifica all'esecuzione dei contratti, e prevede differenti presidi e azioni da parte di tutte le unità coinvolte nella relazione con le terze parti (funzione di approvvigionamento centrale, unità approvvigionanti, unità di gestione del contratto). Il modello consente di sottoporre i fornitori ad un processo di monitoraggio continuo, funzionale a monitorare periodicamente l'efficacia delle azioni di presidio adottate ed aggiornare le valutazioni relative a ciascun fornitore. Il **modello** adotta un **approccio risk-based** che consente di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio di generare impatti negativi basato su: (i) il rischio Paese del fornitore che sulla base di informazioni di data provider (Maplecroft) per valutare la probabilità di accadimento di violazioni di diritti umani, e (ii) sul rischio delle attività da esso svolte, valutato considerando vulnerabilità correlate a specifiche condizioni, quali l'utilizzo di manodopera, il livello di formazione e competenze necessarie dei lavoratori per lo svolgimento delle mansioni, il ricorso ad agenzie di manpower e i rischi su salute, sicurezza e ambiente. Sulla base della mappatura del rischio, il modello prevede presidi di controllo differenziati ispirati a riferimenti internazionali quali lo standard SA8000 (più alto il rischio di impatto negativo del fornitore, più dettagliata la valutazione e le azioni messe in campo) e l'adozione di misure di prevenzione e mitigazione specifiche, nonché piani di monitoraggio volti ad accompagnare il fornitore nell'adozione e sviluppo di una cultura sui diritti umani. Nell'ambito della due diligence sui diritti umani, ogni anno sono previste spese

(153) Le aree geografiche maggiormente a rischio, identificate con il data provider specialistico (Maplecroft) sono: Angola, Cina, Congo, Ghana, Indonesia, Iraq, Kenya, Libya, Nigeria, Pakistan, Turkmenistan, Venezuela, Vietnam (fonte Maplecroft Q4-2024).
(154) Per eventuali casi di violazione dei diritti umani, incidenti e risorse allocate si veda il capitolo I Diritti Umani per Eni.

gestionali (non materiali) relative alle funzioni e al personale coinvolto, oltre che ai costi per audit in loco svolti da terze parti. Per acquisire o mantenere lo status di fornitore, tutte le società sono tenute a sottoscrivere il Codice di Condotta dei Fornitori, e all'assegnazione del contratto, sono adottate specifiche clausole di garanzia del rispetto dei diritti umani[155] prevedendo, in alcuni casi, una clausola per effettuare verifiche da parte di Eni presso il fornitore. Sono inoltre condotte verifiche di due diligence circa il coinvolgimento del fornitore in casi di violazioni dei diritti umani, indipendentemente dal livello di rischio associato, attraverso l'utilizzo di fonti aperte e verifiche periodiche di qualifica, basate su indicatori di performance, analisi documentali, oppure audit sul campo e questionari dedicati, a seconda del livello di rischio, al fine di ridurre al minimo la probabilità di accadimento di violazioni. Durante la fase di gara sono richiesti e valutati i requisiti minimi del fornitore in materia di diritti umani, in particolare nel caso di attività con un potenziale rischio rilevante. Durante l'esecuzione del contratto, Eni valuta e monitora fornitori e subappaltatori attraverso feedback e verifiche documentali con l'obiettivo di impedire che vi siano degli impatti legati a forme di schiavitù moderna o lavoro forzato, lavoro minorile, discriminazioni salariali, irregolarità contributive e altri aspetti legati ai potenziali impatti negativi che possono essere generati nei confronti dei lavoratori. In caso di rilevazione di criticità, vengono definiti piani di miglioramento con focus sul rispetto dei diritti umani con la richiesta di implementazione di specifiche azioni e, nel caso in cui non siano rispettati i requisiti minimi di accettabilità, viene inibita la partecipazione alle gare; nei casi di non conformità più grave è interrotta la relazione col fornitore, che viene escluso dall'albo fornitori di Eni. Eni, in ottica di miglioramento continuo, intende rafforzare ulteriormente la propria due diligence lungo tutti i livelli della catena di fornitura, consolidando strumenti e metodologie per rendere il modello sempre più accessibile e replicabile dai fornitori con cui collabora. L'obiettivo è promuovere una responsabilizzazione ancora più incisiva dei partner commerciali diretti, incoraggiandoli a effettuare sistematicamente l'attività di due diligence sulle loro terze parti e a presidiare attivamente i diritti umani lungo l'intera catena di approvvigionamento. Parallelamente, Eni si impegna a potenziare le verifiche interne su subappaltatori e su tutte le realtà con cui intrattiene rapporti commerciali, con un'attenzione particolare ai contesti critici o ad alto rischio, adottando un approccio ancora più rigoroso. Questo percorso punta a migliorare la capacità di identificare, prevenire e mitigare i rischi, rafforzando la trasparenza e la responsabilità condivisa lungo la filiera nel breve e medio termine. Sulla base del modello descritto, nel corso del 2024 sono state effettuate più di 1.000 verifiche in ambito diritti umani, sia documentali che in campo, su contrattisti e subappaltatori, oltre il doppio delle verifiche condotte nel 2023. Ai fornitori che hanno palesato delle mancanze è stata limitata la partecipazione alle gare Eni, ed è stato concordato con loro un piano di azioni correttive per garantire il rispetto dei diritti umani. In particolare, nel corso di un audit presso un fornitore è stato riscontrato un caso di discriminazione sul lavoro in fase preassuntiva, a seguito del quale è stata limitata la possibilità di partecipazione del fornitore a procedimenti di acquisto, condividendo al contempo un piano di rimedio la cui implementazione sarà verificata da Eni tramite audit in sito. Queste attività di verifica hanno permesso di avviare un percorso di miglioramento per i fornitori che hanno evidenziato lacune in questo ambito, favorendo un confronto costruttivo e una maggiore consapevolezza sulle aree di intervento. Inoltre, tramite segnalazione attraverso il canale di whistleblowing e in seguito all'accertamento di alcuni impatti sulle condizioni di lavoro dei lavoratori nella catena del valore (sovraccarico nell'orario di lavoro), Eni si è attivata sul piano procedurale e contrattuale per evitare il ripetersi di eventi di non conformità.

## Ulteriori iniziative e misure intraprese

Eni organizza workshop e momenti di formazione e sensibilizzazione dove i fornitori hanno la possibilità di confrontarsi con esperti sui temi ESG, compresi quelli legati al rispetto dei diritti umani nella catena di fornitura. Eni, inoltre, promuove la conoscenza dei presidi sui diritti umani attraverso programmi di formazione ai dipendenti e workshop rivolti ai professionisti che si occupano della gestione dei fornitori delle società estere; in tale ambito, nel 2024 il corso "IPIECA: Online Labour Rights training" è stato reso disponibile ai colleghi che si occupano di acquisti nelle società estere ed ai dipendenti dei loro fornitori. Inoltre, nel corso del 2024, nell'ambito dell'iniziativa Open-es, unitamente al coinvolgimento dei fornitori in workshop dedicati alla formazione e sensibilizzazione sulla tutela dei diritti umani, è stata messa a disposizione dei fornitori di Eni e di tutte le imprese della community un'area dedicata alla misurazione di aspetti relativi al rispetto dei diritti umani. Attraverso un assessment, le imprese ricevono un riscontro sul proprio posizionamento e alcuni spunti e suggerimenti utili sulle azioni da mettere in campo per migliorare. Tutte le azioni intraprese si inseriscono nell'ambito del più ampio supporto ai fornitori nell'adempimento delle diverse richieste ESG, fornendo strumenti a supporto del percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività del loro business (per le azioni e le relative metriche si veda il capitolo Business Conduct).

## L'impegno sulla sicurezza e salute dei lavoratori nella catena del valore

Eni richiede ai propri fornitori di identificare e valutare i rischi relativi alla salute e sicurezza dei propri lavoratori, predisponendo idonei strumenti di prevenzione e protezione da comportamenti che potrebbero provocare danni alle persone, agli asset e all'ambiente, aggiornando periodicamente le metodologie di lavoro e utilizzando le migliori tecnologie a disposizione, in un'ottica di mi-

(155) Eni ha predisposto una serie di clausole standard sul rispetto dei diritti umani da inserire, sulla base di un approccio basato sul rischio, nelle principali tipologie contrattuali Eni e fornisce supporto al business per la loro negoziazione. Tali clausole, che possono essere integrate e adattate al caso specifico, sono classificate in base alla tipologia di controparte e di fattispecie contrattuale: (i) leggere (riferite principalmente ad accordi preliminari e con controparti pubbliche); (ii) medie (riferite a contratti di commodity, contratti di consulenza e contratti di fornitura attiva); (iii) elaborate (riferite a contratti di fornitura passiva o a transazioni complesse come M&A).

glioramento continuo. Viene richiesto il pieno impegno dei vertici aziendali nella gestione della salute e sicurezza delle persone, inclusa la formazione dei lavoratori in materia e la sensibilizzazione verso l'adozione di pratiche di lavoro e comportamenti sicuri. In particolare, quando le attività sono svolte nei siti Eni, è richiesto al fornitore di garantire la cooperazione con Eni e gli altri fornitori, ad esempio nell'applicazione proattiva di buone prassi operative, nella segnalazione delle condizioni/azioni pericolose, nella investigazione e condivisione delle lessons learned di tutti gli eventi incidentali. Per le attività, le metriche e le misure volte a tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori nella catena di fornitura, si veda la sezione Salute & Sicurezza.

### Il modello di presidio nei confronti degli altri business partner

L'approccio generale di Eni con i partner è quello di assicurare che i principi inclusi nel proprio Codice Etico siano integrati nel quadro giuridico della joint venture attraverso l'adozione del proprio Codice Etico. Nei casi in cui l'influenza sia relativamente limitata, Eni si è dotata di regole formali per garantire che il Codice della joint venture sia pienamente allineato a quello di Eni. A queste misure contrattuali si aggiungono le iniziative di formazione dedicate ai business partner per assicurare la continua diffusione dei principi del Codice Etico. Inoltre, clausole sul rispetto del Codice Etico sono inserite anche negli accordi con i partner di joint venture, comprese le compagnie petrolifere nazionali. Per integrare i diritti umani nelle fasi preliminari di business, Eni ha introdotto una clausola, quale parte integrante delle c.d. Sustainability Golden Rule, da negoziare e applicare agli accordi di joint venture e ai contratti petroliferi con le autorità statali e gli enti governativi; tale clausola richiede ai partner di adempiere ai rispettivi obblighi nel rispetto dei principali standard internazionali sui diritti umani e in conformità con i Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani. In caso di divergenze, Eni si impegna con i propri partner a identificare potenziali aree di discussione e a concordare il testo finale. Tali Golden Rule prevedono anche di negoziare: (i) l'inclusione di un impegno a rispettare e promuovere i diritti umani, in particolare verso risorse umane, approvvigionamenti, HSE, sicurezza, comunità locali e per l'accesso ai rimedi, facendo leva su tale inclusione per ottenere un obbligo reciproco da parte del Paese ospitante; (ii) l'impegno a promuovere l'organizzazione di formazione e campagne di sensibilizzazione sui diritti umani con la partecipazione di personale locale, fornitori e comunità locali. Inoltre, i diritti umani sono stati integrati nei controlli di due diligence che precedono le operazioni di M&A, di investimento e le negoziazioni di accordi con partner di joint venture. Nel caso in cui emergano segnali di allarme dai partner commerciali in materia di diritti umani, Eni adotta le misure appropriate verso il partner. Prima di avviare la costituzione di una joint venture, di un'operazione di M&A o di un'operazione di vendita o acquisto di titoli esplorativi, viene condotta un'analisi del potenziale partner per verificare, attraverso controlli open-source, l'esistenza di criticità in materia di diritti umani legate a tali controparti. Il 100% di business partner estrattivi è stato controllato secondo tale procedura. Inoltre, viene effettuato un monitoraggio annuale del rispetto della clausola sui diritti umani nei Joint Operating Agreement e dei contratti petroliferi, al fine di individuare casi di piena, parziale o mancata applicazione ed eventualmente evidenziare aree di miglioramento.

## COMUNITÀ LOCALI

### POLITICHE[156]

L'impegno di Eni verso le comunità locali è incluso nel Codice Etico, in cui se ne ribadisce il sostegno, anche attraverso alleanze strategiche con partner riconosciuti a livello internazionale, nonché l'adozione di misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani. La Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni approfondisce il rispetto dei diritti delle persone e delle comunità locali, con particolare riferimento alla biodiversità, alla tutela dell'ambiente, salvaguardando le aree c.d. "culturally sensitive", al diritto alla proprietà e all'utilizzo delle terre e delle risorse naturali, al diritto all'acqua e al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale. Non è tollerata alcuna forma di Land Grabbing e viene posta attenzione particolare ai diritti dei gruppi vulnerabili con un focus su minori, minoranze nazionali o etniche, religiose e linguistiche, persone con disabilità, lavoratori migranti e le loro famiglie. Viene ribadito il rispetto dei diritti delle donne e ragazze delle comunità, assicurandone l'effettivo engagement durante tutte le attività, e delle popolazioni indigene con particolare riferimento alle loro culture, stili di vita, istituzioni, legami con la terra d'origine e modelli di sviluppo, in linea con gli standard internazionali. La Policy approfondisce, anche le modalità di coinvolgimento delle comunità tramite consultazioni preventive, libere e informate, con particolare attenzione alla presenza di gruppi vulnerabili. Viene sottolineato anche l'impegno ad evitare il ricollocamento di comunità e, nel caso questo non sia evitabile, a svolgere consultazioni al fine di definire accordi congiunti, garantendo loro un'equa compensazione e il miglioramento delle condizioni di vita, prevedendo anche appositi meccanismi di reclamo[157]. La Policy prevede anche uno specifico impegno a rispettare i diritti umani nell'ambito delle attività di security, volte a proteggere le persone e gli asset da qualsiasi minaccia di terzi che potrebbero provocare danni diretti o indiretti. Queste attività vengono condotte mediante l'implementazione di un sistema di security risk management in compliance con i più elevati standard internazionali, come i Voluntary Principles on Se-

(156) Per ulteriori riferimenti si vedano i capitoli Il sistema normativo e Principi e criteri metodologici/Politiche.
(157) Per approfondimenti sulle Policy in relazione al modello di Due Diligence e le relative misure di remedy si veda I diritti umani per Eni.

curity and Human Rights, e tenendo conto delle esigenze dei Paesi in cui opera. All'interno del **corpo normativo interno** viene definito e normato il modello di sostegno allo sviluppo locale, articolato in vari sottoprocessi: comprensione del contesto, integrazione della sostenibilità e della salute nel business, conoscenza dei bisogni, aspettative e sviluppo di iniziative, monitoraggio, valutazione e reporting. Inoltre, viene definito l'impegno e le modalità operative per le valutazioni di impatto sanitario (Health impact assessment), e per i progetti di salute delle comunità.

## TARGET E IMPEGNI[158]

I Target e impegni legati alle comunità locali, si collegano ai principi richiamati nelle Policy e vengono definiti, con un approccio bottom-up aggregando le singole iniziative in base a indicatori specifici per ogni settore di intervento, in linea con gli SDG. Il monitoraggio avviene internamente su base trimestrale, tracciando l'avanzamento nella piattaforma Stakeholder Management System, e i risultati sono pubblicati nella reportistica di sostenibilità di Eni, anche a livello locale. Vengono svolte valutazioni sulla performance sia a metà che a fine ciclo per l'identificazione di best practice e di lesson learned, coinvolgendo i principali stakeholder anche tramite sessioni informative in cui si diffondono i risultati. I target di seguito riportati sono suddivisi per i settori di intervento prioritari di Eni. Nello specifico, per i principali settori di intervento (educazione, energia, diversificazione economica, acqua e tutela del territorio), la definizione dei target ha visto il coinvolgimento diretto degli stakeholder mentre per le attività legate all'obiettivo relativo ai servizi sanitari sono state coinvolte le autorità sanitarie locali.

| Target | AI | Performance al 2024[(a)] | | Anno base e valore di riferimento | Note (Scopo, Metodologia, Evidenze) |
|---|---|---|---|---|---|
| 19,5M Persone supportate nell'accesso all'energia sostenibile tramite la diffusione dei sistemi di cottura migliorati (clean cooking) | 2030 | *circa 1.2M persone raggiunte* | ● | 2023<br>275K persone raggiunte | Applicabile a tutte le Linee di Business LDB |
| 315.000 Nuovi studenti supportati nell'accesso all'educazione (primaria, secondaria e terziaria) | 2030 | *100K persone raggiunte* | ● | 2023<br>40K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |
| 85.600 Persone che hanno accesso all'energia sostenibile (elettricità) | 2030 | *7K persone raggiunte* | ● | 2023<br>51K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |
| 21.000 Agricoltori e imprenditori supportati per l'accesso allo sviluppo economico | 2030 | *4.8K persone raggiunte* | ● | 2023<br>15K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |
| 790.000 Persone sostenute nell'accesso all'acqua potabile (incluse campagne di sensibilizzazione) | 2030 | *113K persone raggiunte* | ● | 2023<br>62K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |
| 2,3M Persone sostenute nell'accesso ai servizi sanitari | 2030 | *820K persone raggiunte* | ● | 2023<br>330K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |
| 85.000 Persone coinvolte in attività di protezione dell'ambiente e della biodiversità | 2030 | *6.1K persone raggiunte* | ● | 2023<br>17K persone raggiunte | Applicabile a tutte le LDB |

(a) Le performance 2024 sono risultate in linea o superiori ai target fissati per il 2024.

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

La sostenibilità è parte integrante di tutte le attività di business di Eni, dalle prime fasi d'ingresso lungo tutta la vita dei progetti sino alle attività di decommissioning, a supporto dell'impegno verso la Just Transition in un percorso di anticipazione dei bisogni delle comunità, anche rivedendo pratiche operative. Le comunità di riferimento vengono identificate prima di avviare le attività di business in cui Eni svolge il ruolo di operatore (ma anche in alcune joint venture in cui Eni ha un ruolo rilevante nella gestione degli stakeholder locali). Tali comunità possono essere identificate anche al di fuori dell'area di influenza, ossia il perimetro di analisi degli studi d'impatto, che vengono condotti nelle fasi preliminari del business, considerando gli accordi con il Paese ospitante e sulla base delle priorità identificate nei Piani Nazionali di Sviluppo. Le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per loro natura possono potenzialmente generare degli impatti negativi sui diritti umani delle comunità; Eni, pertanto, è impegnata nel presidiare questi potenziali impatti attraverso un approccio strutturato di due diligence, nonché programmi e misure di prevenzione, mitigazione e gestione (si veda I diritti umani per Eni). Questi impatti potenziali possono includere la compromissione del diritto alla terra (o all'acqua) a causa della necessità di terreni per l'attività di business (esplorazione, estrazione, infrastrutture per il trasporto e la distribuzione dei prodotti), portando talvolta alla necessità di trasferire, momentaneamente o in maniera permanente, delle comunità, nonché limitare l'accesso a determinate risorse naturali o mezzi di sostentamento. In determinati casi, gli impatti potrebbero riguardare comunità o soggetti vulnerabili quali popolazioni indigene, donne, bambini o anziani. In caso di displacement fisico e/o economico, Eni si focalizza a minimizzare gli impatti socio-economici sulla loro vita, limitando il più possibile la perdita di beni che comprometterebbe fonti di reddito o mezzi di sostentamento. Altri potenziali impatti sulla salute delle comunità possono essere legati ad una potenziale maggiore difficoltà di accesso ai servizi sanitari nelle fasi di costruzione di impianti, data dall'aumento delle persone presenti nel territorio, oppure la potenziale maggiore diffusione di malattie infettive, come la malaria, o le malattie sessualmente trasmissibili. Inoltre, la prevalenza di lavoratori uomini nel

(158) I target, eccetto quelli relativi ad accesso all'elettricità, sviluppo economico e protezione dell'ambiente e della biodiversità, sono stati aggiornati nel corso dell'anno sia per ampliamento di aree geografiche e/o per rendere i target più sfidanti.

settore può implicare il rischio di violenza e molestie di genere, in particolare per quei progetti che prevedono un ingente afflusso di lavoratori appartenenti a differenti comunità. Infine, in contesti fragili o di conflitto, le misure adottate dalle forze di sicurezza possono potenzialmente comportare violazioni dei diritti umani, quali discriminazioni, molestie, violazioni della libertà, o violenza nei confronti delle comunità locali, di singoli soggetti o di Human Rights Defenders. Per quanto riguarda i rischi materiali[159] legati alle comunità interessate, essi sono relativi al rischio di: (i) process safety ed asset integrity, legato al verificarsi di incidenti rilevanti; (ii) blowout, relativo al verificarsi di un flusso incontrollato di idrocarburi dall'interno del pozzo, con potenziali conseguenze per le comunità limitrofe; (iii) potenziale percezione negativa da parte degli stakeholder sul territorio nei confronti di Eni, che può produrre effetti negativi sull'operatività di business. Il continuo confronto ed engagement con gli stakeholder locali e la collaborazione con le organizzazioni della società civile ed istituzioni permette di presidiare correttamente i rischi, e cogliere l'opportunità di accesso a nuove attività di business in sinergia con il territorio: infatti le Alleanze per lo sviluppo sono una delle cinque leve del ▶ Modello di Business. Eni punta alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui opera attraverso lo sviluppo di infrastrutture legate al business tradizionale ma anche alle nuove forme di energia, con l'impegno di generare valore nel lungo periodo, trasferendo il proprio know-how e competenze ai partner locali (c.d. approccio "Dual Flag"). Questo si concretizza attraverso l'attivazione delle catene di approvvigionamento locale per incrementarne il livello di competitività delle imprese, coinvolgendo la manodopera locale e il trasferimento di competenze e conoscenze e programmi di sviluppo per la crescita e la diversificazione dell'economia. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, anche sulla base del global Multidimensional Poverty Index[160], Eni adotta strumenti e metodologie per identificare i potenziali impatti, negativi e positivi, diretti e indiretti, anche in relazione ai diritti umani, fin dalle prime fasi progettuali, nella prospettiva di prevenirli e mitigarli nelle nuove attività di business e di promuovere lo sviluppo. A questo scopo, Eni, oltre ai requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale, produce degli Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA) e Health Impact Assessment (HIA)/Valutazioni di Impatto Sanitario (VIS), che garantiscono l'aderenza a riconosciuti standard internazionali[161], e assicurano il coinvolgimento degli stakeholder al fine di tutelare i loro interessi, identificare criticità, valutare potenziali impatti e porre in essere eventuali misure di mitigazione. Nel 2024, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti sulle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di cui 5 integrati negli ESHIA in Oman, Mozambico, Emirati Arabi Uniti, Cipro e Vietnam e 6 studi sanitari specifici, tra cui una valutazione di impatto sanitario per la bioraffineria di Livorno. Le comunità potenzialmente soggette ad impatti materiali sono sia quelle situate nelle aree di attività di business di Eni, sia quelle indicate dai governi dei singoli Paesi, ad esempio nelle aree di sviluppo offshore (come i pescatori nell'area 1 in Messico). Sono oggetto di attenzione specifica i gruppi vulnerabili quali bambini, donne, minoranze nazionali ed etniche, lavoratori migranti e popolazioni indigene, rispetto alle quali vengono condotti approfondimenti specifici mediante forme di consultazione inclusiva. Inoltre, l'impegno a prevenire possibili impatti negativi sui diritti umani derivanti da progetti industriali, si concretizza nell'applicazione di un **modello risk-based**; tale modello utilizza elementi di contesto, come ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e le caratteristiche progettuali al fine di classificare le attività di business in base al potenziale rischio sui diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante studi dedicati, "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRA), al fine di identificare e valutare i potenziali impatti anche attraverso l'engagement dei rightholder e definire delle raccomandazioni da tradursi in misure di prevenzione e gestione all'interno di Piani d'Azione. Anche con riferimento alle iniziative di sviluppo locale, Eni applica la metodologia dello Human Rights Based Approach (HRBA) che riconosce e mira a responsabilizzare tutti i beneficiari in quanto detentori di diritti e, contestualmente, a rafforzare la capacità degli Stati e degli altri titolari di doveri di rispettare, proteggere ed applicare i diritti umani. In tale ambito, Eni ha introdotto anche un approccio volto a integrare la prospettiva di genere (gender-mainstreaming) nelle varie fasi dei progetti di sviluppo locale, con azioni e strumenti specifici al fine di garantire l'identificazione dei potenziali impatti, massimizzando quelli positivi e prevenendo quelli negativi, anche grazie a formazioni specifiche per i team di sostenibilità locali. Infine, in alcuni Paesi, quali, ad esempio, l'Australia, il Kenya, il Mozambico e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene o gruppi tribali, nei confronti dei quali ha adottato delle politiche o procedure specifiche a tutela dei loro diritti, della cultura (patrimoni culturali tangibili e intangibili per identificare connessioni con le attività di Eni) e delle tradizioni, e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. Con riferimento agli impatti positivi in termini di progetti di sviluppo locale, Eni ha definito un approccio che si articola in 5 fasi: (i) conoscenza del contesto socio-economico, sanitario, ambientale e culturale del Paese; (ii) coinvolgimento degli stakeholder locali, tramite analisi delle loro richieste (e/o eventuali grievance), comprensione delle esigenze[162] e delle aspettative locali e consolidamento di una reciproca fiducia; (iii) analisi e mitigazione degli impatti potenziali delle attività su ambiente, salute e persone, inclusi i diritti umani per identificare criticità, opportunità e rischi; (iv) definizione e implementazione di programmi di sviluppo locale (Local Development Programme) coerenti con i Piani di Sviluppo Nazionali, l'Agenda 2030 e l'analisi dei bisogni locali; (v) valutazione e misurazione dello sviluppo locale generato attraverso l'uso di strumenti e metodolo-

(159) Per approfondimenti sulle azioni di trattamento e l'interazione con la strategia si veda ▶ Risk Management Integrato.
(160) Il Global Multidimensional Poverty Index, sviluppato nel 2010 dal Human Development Report Office di UNDP, è una misura internazionale della povertà acuta, che copre oltre 100 Paesi in via di sviluppo e che integra le tradizionali misure di povertà monetaria con altre tre dimensioni fondamentali: la salute, l'istruzione e gli standard di vita.
(161) Quali ad esempio UNGPs, Linee guida OCSE, IFC Performance Standard e le metodologie definite da IPIECA.
(162) Per approfondimenti su aspettative e coinvolgimento degli stakeholder si veda il Capitolo Attività di stakeholder engagement.

gie, come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE)[163] e il Logical Framework Approach (LFA)[164]. In questo contesto, le numerose collaborazioni con istituzioni nazionali e internazionali, agenzie di cooperazione e stakeholder locali, favoriscono un approccio utile ad individuare gli interventi fondamentali per determinare i bisogni delle comunità contribuendo a migliorare il loro sviluppo; tra queste le principali avviate e consolidate nel 2024 sono state con organismi delle Nazioni Unite (UNIDO, UNESCO, IOM, ILO), con agenzie di cooperazione nazionali (AICS e USAID), con organismi della società civile (ADPP, AVSI, Banco Alimentare, Medici con l'Africa CUAMM, AISPO, Elsewedi Electric Foundation, IRC, NCBA CLUSA, Istituto Oikos e VIS), e del settore privato (CNH Industrial e Iveco Group, Istituto Giannina Gaslini e Gruppo San Donato). Per quanto riguarda i progetti di sviluppo locale, Eni ha sviluppato un approccio sistemico per definire i settori di intervento prioritari, sulla base delle esigenze locali, anche grazie ad alleanze con attori della cooperazione allo sviluppo; questi settori sono: (i) salute delle comunità: attività di formazione professionale, interventi infrastrutturali (strutture sanitarie), azioni di sensibilizzazione e promozione della salute presso le comunità locali e attività a supporto delle autorità sanitarie locali; (ii) educazione: attività di ripristino o costruzione di edifici scolastici, distribuzione di materiali, campagne di sensibilizzazione sulla partecipazione scolastica, programmi di formazione professionale, attività di supporto all'accesso all'istruzione per gli studenti delle scuole primarie, secondarie, università e post università e alla formazione dei docenti; (iii) accesso all'acqua: costruzione di pozzi, sistemi di trattamento, potenziamento delle reti idriche e della distribuzione, forniture di impianti igienico-sanitari, programmi educativi; (iv) diversificazione economica: progetti di micro-imprenditoria e inserimento professionale, programmi di formazione imprenditoriale e professionale, mentoring e consulenza per piccole imprese e startup; (v) tutela del territorio: attività di supporto e sensibilizzazione nella gestione dei rifiuti, ripiantumazione di alberi, conservazione della biodiversità, campagne di sensibilizzazione; (vi) accesso all'energia: sviluppo di micro-reti nelle aree rurali, fornitura e installazione di componenti elettrici o pannelli solari, costruzione di linee di trasmissione e collegamento alla rete nazionale; supporto nell'accesso a sistemi di cottura migliorati, certificati e di qualità, attività di sensibilizzazione su efficienza energetica.

## COINVOLGIMENTO DELLE COMUNITÀ

Operando in contesti socio-economici differenti, è fondamentale comprendere le aspettative degli stakeholder e condividere le scelte per costruire rapporti improntati alla reciproca fiducia, per rilevare gli impatti effettivi, potenziali o percepiti, e per identificare le modalità più efficaci di coinvolgimento. La comprensione del contesto, anche culturale, permette di sviluppare e promuovere adeguati canali di accesso e di adottare le più pertinenti modalità di dialogo, informazione e gestione di eventuali conflitti. Il coinvolgimento delle comunità locali[165] avviene svolgendo consultazioni preventive, libere e informate, la cui responsabilità è affidata al Managing Director a livello locale con il supporto dell'unità di Sostenibilità a livello centrale; in alcuni contesti vengono identificate delle figure specifiche per sviluppare una relazione costante, anche attraverso le periodiche consultazioni nelle diverse fasi delle attività di business. Eni e le società controllate svolgono, quindi, specifiche consultazioni con le comunità locali, incluse le popolazioni indigene e i gruppi vulnerabili; in particolare, in caso di rilocalizzazione economica o fisica delle comunità vengono effettuati dedicati meeting al fine di informare in modo trasparente ed esaustivo le comunità interessate, con particolare attenzione alle persone più fragili. Per ogni nuova iniziativa di sviluppo di business il coinvolgimento avviene attraverso public hearing aperti alle comunità locali, (se non in contrasto con le normative del Paese) e comunque garantendo la partecipazione attiva delle autorità (incluse le indigenous people) e dei rappresentanti locali, così da garantire sia una corretta informazione sugli sviluppi di business sia per consentire l'inclusione di eventuali feedback per tutto il ciclo del progetto. Tali consultazioni avvengono attraverso sessioni informative, focus group, condivisione di informazioni e report per tutto il ciclo del progetto, con comunicazioni periodiche sull'avanzamento dei progetti di business e campagne di sensibilizzazione su temi di salute. Eni identifica inoltre, ove pertinente, le associazioni di donne attive nei territori in cui opera, in modo da coinvolgerle nelle consultazioni o proporre loro delle collaborazioni nei progetti. Il processo di valutazione dei potenziali impatti sui diritti umani e di eventuale identificazione delle opportune misure di remedy è coerente per tutte le categorie di stakeholder ed è approfondito, insieme alle altre segnalazioni ed ai reclami sui diritti umani (si veda i I Diritti Umani per Eni). Tra i diversi canali, Eni ha definito ed applica principi di indirizzo per la gestione dei "Grievance Mechanism" la cui responsabilità, a livello operativo, è posta in capo a tutte le società controllate e ai Distretti che analizzano e concordano la soluzione con i ricorrenti (individui o comunità). Qualsiasi richiesta o reclamo ricevuto viene gestito e monitorato fino alla chiusura tramite accordi con le parti coinvolte, fornendo risposta anche qualora essi non siano legati alle attività di Eni. I grievance possono essere trasmessi attraverso canali online, tra cui un indirizzo email dedicato e il sito web istituzionale di società in loco, oppure fisicamente presso la sede amministrativa/operativa o tramite cassette di raccolta localizzate in aree interessate dal progetto. Eni proibisce e si impegna ad impedire qualsiasi ritorsione contro lavoratori e altri Stakeholder che abbiano segnalato criticità, e come indicato nella Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni non tollera o favorisce minacce, intimidazioni, ritorsioni e attacchi (fisici o legali) contro gli human rights defender e altri Stakeholder in relazione alle proprie attività. Eni, infine, si impegna a collaborare con gli human rights de-

(163) Modello Eni, validato dal Politecnico di Milano, che permette di quantificare le ricadute delle proprie attività sul Paese di presenza, misurando gli impatti generati, in termini di benefici portati all'economia, alla società e alle comunità locali, per l'intera vita di un progetto.
(164) Approccio metodologico utilizzato per pianificare, gestire, monitorare e valutare iniziative o programmi/progetti, definire gli obiettivi e le azioni da intraprendere. La componente principale della LFA detta "Logframe Matrix" descrive la logica dell'operazione, suddivisa in obiettivi, risultati e azioni, tenendo conto di rischi e condizioni esterne che potrebbero penalizzare l'esecuzione e gli esiti degli interventi pianificati.
(165) Per approfondimenti si veda anche il capitolo Attività di stakeholder engagement e la Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni.

fender al fine di creare occasioni di coinvolgimento e confronto. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo Stakeholder Management System, lo strumento gestionale per mappare la relazione con gli stakeholder, e sono classificati per tema e rilevanza, verificando la percentuale di quelli risolti. Vengono inoltre tracciate sia la tempestività nella gestione e l'analisi del trend delle tematiche, per valutarne eventuali reiterazioni e le evoluzioni verso eventuali contenziosi, che le eventuali criticità degli stakeholder rilevanti al fine di adeguare la strategia di engagement. La riservatezza circa il contenuto del grievance è salvaguardata con modalità idonee a tutelare il segnalante e l'identità dei soggetti segnalati, senza pregiudizio. Per garantire l'efficacia e la robustezza di tale meccanismo sono valutate, in ogni contesto, le modalità di accesso da parte dei ricorrenti, incluse le implicazioni linguistiche e l'eventuale necessità di assistenza alla compilazione, le modalità di pubblicità del meccanismo e l'adeguata informazione sul suo funzionamento. Inoltre, una volta approvata la proposta di risoluzione, Eni provvede alla comunicazione e discussione con il ricorrente, richiedendo osservazioni o soluzioni alternative, assicurandone sempre il tracciamento e l'archiviazione. In caso di insoddisfazione, Eni esamina le motivazioni e attiva, ove necessario, l'iter di esame e risposta, anche con il coinvolgimento di terze parti. Nei Paesi rilevanti, Eni, ogni tre mesi, svolge apposite review sullo stato dei grievance, monitorando indicatori specifici; al fine di accrescere la fiducia nel meccanismo vengono valutati: se e come rendere accessibili alle comunità i risultati di tali indicatori; le migliori forme di comunicazione; la crescita dell'awareness e l'assistenza alla compilazione mediante il confronto periodico con le comunità.

## AZIONI E METRICHE[166]

Tutti i processi e gli strumenti di identificazione degli impatti, positivi o negativi, prevedono programmi ed azioni preventive e di mitigazione, o per porvi rimedio nel caso in cui questi diventino effettivi. Per ogni valutazione di impatto ambientale e sociale (ESHIA) si redige un Environmental and Social Management Plan, che integra elementi riferiti al rispetto dei diritti umani, descrivendo le azioni per mitigare tali impatti durante il ciclo di vita del progetto, e condividendolo con le autorità per monitorarne l'avanzamento. Per quanto riguarda la valutazione degli impatti sanitari, essa è integrata negli ESHIA oppure viene svolta separatamente tramite HIA/VIS. Nell'eventualità di identificazione di potenziali impatti sulla salute derivanti dalle attività operative, tale risultanza viene divulgata agli stakeholder individuati, in accordo con la legislazione locale applicabile. Viene dunque redatto un Piano di Mitigazione e Monitoraggio, in modo da assicurare che gli impatti significativi identificati siano gestiti adeguatamente e l'avanzamento delle attività sia periodicamente monitorato. Al termine della costruzione dei progetti, viene verificata la conformità ai documenti progettuali, incluse le tematiche ambientali e sociali ed eventuali scostamenti portano alla definizione di azioni correttive.Nel 2024 sono proseguite le attività di implementazione dei Piani di Azione (disponibili sul sito Eni) riferiti agli HRIA/HRRA svolti negli anni precedenti ed è stato garantito il relativo monitoraggio. Lo sviluppo di progetti per l'utilizzo delle risorse naturali potrebbe richiedere l'acquisizione e/o l'utilizzo di aree dalle comunità locali. Per tutti gli individui che hanno attività o risiedono nelle zone di attività di Eni, viene garantita (applicando lo standard internazionale dell'IFC PS5 sul resettlement involontario) l'adozione di modalità compensative eque, trasparenti e sostenibili anche quando lo standard del Paese di presenza non permette una compensazione che possa ristorare le comunità impattate (Project Affected People - PAP) in maniera congrua. In questo ambito, le principali azioni nel 2024 sono state svolte in: (i) Mozambico, alla luce della realizzazione di un futuro impianto di produzione di bio-olio, sulla base della normativa del Paese, nel 2023 sono già state compensate le PAP potenzialmente impattate per lo spostamento delle loro attività agricole, è inoltre in corso la definizione di un ulteriore schema compensativo per le PAP in linea con gli standard internazionali IFC; (ii) Congo, in cui sono stati avviati gli studi preliminari per la minimizzazione degli impatti sulle comunità nell'ambito dello sviluppo di infrastrutture di un nuovo progetto LNG[167]. Si specifica, inoltre, che ogni piano di azione ha un piano di monitoraggio a cui segue una valutazione intermedia ed una finale per misurare l'efficacia delle azioni.

## Le attività di security

Eni gestisce le proprie operazioni di security nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security and Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative[168] (VPI), e si aspetta che i propri Business Partner gestiscano queste attività, in collaborazione e/o nell'interesse di Eni, nel pieno rispetto dei diritti umani e delle libertà fondamentali degli individui. Eni è "full member" dell'iniziativa della VPI dal 2022, e nel 2024 ha condotto una serie di azioni volte a confermare il proprio impegno e per incrementare il livello di sensibilità e consapevolezza nella gestione dei potenziali impatti verso comunità presso le quali opera, quali, ad esempio l'applicazione del Conflict Analysis Tool (strumento elaborato da VPI per analizzare le cause dei conflitti di una determinata area/Paese) in Mozambico, attraverso lo svolgimento di interviste a livello locale e l'elaborazione di un piano d'azione per le azioni di mitigazione. A partire dal 2009, Eni promuove un programma di formazione rivolto al personale di sicurezza pubblica e privata nei Paesi di presenza al fine di diffondere le best practice aziendali in linea con i principi internazionali. Nel 2024, si è tenuto il Workshop "Security & Human Rights" in Mozambico, a Maputo, con la partecipazione di alti funzionari civili e militari mozambicani,

(166) Per la metodologia e area di consolidamento si veda il capitolo Principi e Criteri Metodologici.
(167) Le attività approfondite in questo capitolo sono quelle gestite direttamente da Eni, negli asset operati. Non vengono, quindi, trattate le operazioni di resettlement svolte per progetti di business in cui Eni detiene una quota di partecipazione ma che vengono gestite da un operatore terzo, come ad esempio le attività svolte nel 2024 in Kazakhstan e nel progetto di Rovuma LNG in Mozambico.
(168) Iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy company nella tutela e promozione dei diritti umani.

oltre a rappresentanti di organismi e aziende internazionali, e a Pemba, con sessioni formative specifiche, anche pratiche, che hanno coinvolto sia gli operatori pubblici di sicurezza sia gli operatori privati di sicurezza che lavorano nei siti di Eni. L'obiettivo principale era promuovere i diritti umani nelle attività di sicurezza, condividendo i principi fondamentali sull'uso della forza e delle armi e prevenire la violenza, con particolare attenzione alla tutela delle donne. Un'attenzione particolare è stata dedicata al rispetto della dignità umana e delle diversità, fondamentali per la protezione degli asset aziendali in collaborazione con le autorità locali. Complessivamente, il workshop ha coinvolto oltre 200 partecipanti, di cui 153 appartenenti alle forze di sicurezza pubbliche e private. Nel corso del 2024 è stato implementato, inoltre, un progetto, a cura dei Security Manager di consociata, per la realizzazione di workshop formativi sui diritti umani destinati alle forze di sicurezza locali, al fine di aumentare il numero delle forze di sicurezza formate, in aggiunta al tradizionale corso di formazione annuale. Il kick-off del progetto è stato realizzato nei 10 Paesi con il più elevato livello di rischio di violazione dei diritti umani, definito dal **modello risk based** 2023 di Eni: Congo, Tunisia, Messico, Costa d'Avorio, Kenya, Iraq, Nigeria, Libia, Algeria, Egitto; sono stati coinvolte 716 persone tra Forze di Sicurezza Pubbliche e Private. Il numero di Paesi con guardie armate che proteggono i siti sono 9.

### SECURITY RELATIVA AI DIRITTI UMANI

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani | (numero) | 869 | 170 |
| Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani | (%) | 92 | 90 |
| Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani[a] | | 97 | 100 |

(a) La variazione percentuale 2024 vs 2023 fa riferimento a 3 contratti in corso di aggiornamento per assicurare l'inclusione di clausole specifiche.

## Progetti di sviluppo locale dell'anno e coinvolgimento delle comunità

Tra i principali progetti realizzati nel 2024, si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'energia in Costa d'Avorio, Mozambico, Congo e Angola attraverso la distribuzione di sistemi di cottura migliorati e in Tunisia attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici; (ii) la diversificazione economica attraverso il supporto a pratiche di agricoltura e/o pesca sostenibili in Messico, Egitto, Italia e Mozambico, e l'artigianato locale in Costa d'Avorio; (iii) l'accesso all'educazione primaria e secondaria in Messico, Ghana, Mozambico e Iraq, e la formazione professionale e terziaria in Costa d'Avorio, Egitto e Libia; (iv) l'accesso all'acqua attraverso la realizzazione e la manutenzione di sistemi di approvvigionamento idrico in Egitto, Congo e Mozambico e la costruzione di impianti di trattamento delle acque in Iraq; (v) la tutela del territorio attraverso attività di sensibilizzazione ambientale e di piantumazione in Italia, Indonesia, Ghana e Mozambico. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2024, Eni ha realizzato iniziative in 13 Paesi, come ad esempio Angola, Costa d'Avorio, Egitto e Mozambico, attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte. Inoltre, Eni ha portato avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire al rafforzamento e alla resilienza delle strutture locali a Gela, Milano e Pavia. Per il prossimo quadriennio Eni ha stanziato investimenti per oltre 362 M€ per lo sviluppo locale. Infine, nel corso del 2024 sono stati ricevuti 61 grievance e 43 sono stati risolti, (di cui 34 ricevuti nel corso dello stesso 2024), che hanno riguardato principalmente la gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), la gestione degli aspetti ambientali, il land management e la gestione dei fornitori.

### SVILUPPO LOCALE E GRIEVANCE[a]

| | Unità di misura | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| Investimenti per lo sviluppo locale per settore | (M€) | 88,8 | 95,0 |
| *Accesso all'energia* | | *0,7* | *3,5* |
| *Diversificazione economica* | | *46,0* | *35,2* |
| *Educazione e formazione professionale* | | *25,4* | *26,1* |
| *Accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari* | | *0,9* | *2,2* |
| *Tutela del territorio* | | *3,9* | *6,9* |
| *Salute* | | *7,1* | *10,7* |
| *Compensazione e Reinsediamento[b]* | | *4,8* | *10,4* |
| Numero di grievance | (numero) | 61 | 140 |

(a) Le voci in tabella sono incluse nella ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e nella ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" del Bilancio Consolidato.
(b) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2024 sono pari a €4,8 mln prevalentemente relative ad attività non operate (€4,6 mln in Mozambico relativamente al progetto Rovuma LNG, €0,2 mln in Kazakistan per il progetto Berezkova) e €0,01 mln in Ghana.

# CLIENTI E CONSUMATORI DI ENI

Questo capitolo si concentra sui clienti B2C di Plenitude - Società Benefit, e in particolare sugli oltre 10 milioni di clienti retail ai quali Eni offre energia, soluzioni di efficienza energetica e mobilità sostenibile. Questa società ha integrato nel proprio modello di business la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la vendita di energia e soluzioni energetiche per famiglie e imprese, oltre a una vasta rete di punti di ricarica proprietari per veicoli elettrici. Ci si focalizza su questi clienti a fronte della presenza di una relazione contrattuale continuativa, a differenza delle altre linee di business di Eni.

## POLITICHE[169]

L'impegno di Eni verso la gestione trasparente delle relazioni con i clienti e consumatori, è incluso nel Codice Etico, che richiama le best practice ed il principio di lealtà professionale per le proprie politiche commerciali e scelte strategiche. Nel Codice si ribadisce inoltre che le relazioni commerciali sono incentrate sulle esigenze del cliente, mettendolo sempre nelle condizioni di poter scegliere liberamente e consapevolmente. Nella Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni vengono rappresentate: l'integrazione della tematica diritti umani in tutte le linee di business e nei rapporti esterni con Terze Parti (Human Rights Due Diligence Model); i meccanismi di reclamo e altri canali di segnalazione; le iniziative di formazione per la funzione responsabile dei processi impattati dai Salient Human Rights Issue; nonché le iniziative di sensibilizzazione dedicate alle Terze Parti. La Policy ECG Privacy e data protection individua le modalità attraverso le quali Plenitude garantisce la tutela dei dati personali dei clienti e di tutti coloro con i quali Eni stabilisce relazioni, al fine di garantire la correttezza e la trasparenza del trattamento dei dati personali, e prevedere regole per la conservazione dei dati e la gestione delle segnalazioni privacy da parte dei clienti. Inoltre, la Policy ECG Consumer Protection & Green Claims: (i) ribadisce la necessità del rispetto delle regole e dei principi in materia di tutela del consumatore e di corretta comunicazione ambientale e di sostenibilità (Green Claim e Sustainability Claim), rafforzando la consapevolezza dell'impatto che azioni, comportamenti e omissioni che violino la Normativa Consumer Protection, possono avere su Eni; (ii) individua gli strumenti volti a prevenire il rischio di violazione, anche "inconsapevole", della Normativa Consumer Protection; (iii) diffonde la cultura della compliance in materia di tutela del consumatore, contribuendo a favorire l'individuazione e segnalazione da parte delle persone di Eni di eventuali azioni/condotte che possano costituirne violazione, in coerenza con gli strumenti normativi aziendali in materia. Infine, il **corpo normativo interno** definisce le procedure del processo commerciale, sottolineando il rispetto di tutte le norme poste a tutela della leale concorrenza e del rispetto del diritto dei consumatori a ricevere informazioni chiare, veritiere e complete sui prodotti e servizi offerti.

## TARGET E IMPEGNI

I target definiti, in linea con le policy, sono al centro delle scelte strategiche e della volontà di costruire relazioni commerciali incentrate sulle esigenze del cliente, mettendolo sempre nelle condizioni di poter scegliere liberamente e consapevolmente, anche attraverso una comunicazione commerciale corretta. A tal fine, Plenitude è dotata di una funzione organizzativa preposta alla verifica del rispetto della normativa in materia di consumer protection per tutte le proprie iniziative di business e comunicazioni alla clientela, con l'obiettivo di fornire informazioni chiare, complete, veritiere e non ingannevoli. Le performance del servizio al cliente vengono monitorate su base mensile nell'ambito di business review attraverso specifici KPI, tracciandone l'allineamento con il target definito. Vengono inoltre organizzati incontri annuali con i rappresentanti nazionali delle associazioni dei consumatori, per presentare le strategie aziendali ed approfondimenti specifici su tematiche di interesse per i consumatori finali.

| Target | Al | Performance al 2024 | Anno base e relativo valore di riferimento | | Note (Scopo, metodologia, evidenze) |
|---|---|---|---|---|---|
| 33.000 punti di ricarica per veicoli elettrici proprietari installati | al 2028 | > 21.000 | 31/01/22: 6.500 punti | ● | Target assoluto definito in coerenza con la progressiva espansione del mercato della mobilità elettrica in Italia e in Europa, facendo leva sul business Retail di Plenitude, su partnership, nonché sulle sinergie con Enilive. Scopo: area di business e-mobility |
| 3,5 volte Net Promoter Score (Retail Italia) del 2018 | al 2025 | 2,71 volte | 2018: N/A[a] | ● | Target relativo definito sulla base delle previsioni di miglioramento della customer experience, grazie all'introduzione di nuove tecnologie e di un modello di remunerazione del customer service sempre più incentrato sulla qualità del servizio erogato al cliente. Scopo: Retail Italia |
| 90% nuovi contratti sottoscritti digitalmente in Europa | al 2025 | 85% | 2023: 80% | ● | Target assoluto definito sulla base del piano di progressiva digitalizzazione delle sottoscrizioni di contratti presso i canali di vendita fisici e dell'implementazione prevista di nuovi canali di acquisizioni digitali. Scopo: nuovi contratti di fornitura luce e gas sottoscritti dai clienti B2C in Italia, Francia, Penisola Iberica, Grecia, Slovenia contrattualizzati in modalità digitale |

(a) Il valore di riferimento non è riportato in quanto market sensitive e non confrontabile tra aziende a causa delle diverse metodologie.

(169) Per ulteriori riferimenti si veda Il sistema normativo, e Principi e criteri metodologici/Politiche.

# IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

## IRO materiali e interazione con la strategia

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, ai quali offre anche servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile. Tra questi, i principali IRO materiali legati agli stakeholder a valle della catena del valore di Eni si riferiscono ai clienti Plenitude, in ragione della presenza di una relazione contrattuale che potenzialmente, per il verificarsi di eventi accidentali, può avere impatti materiali negativi legati a campagne pubblicitarie non chiare o pratiche commerciali ingannevoli o aggressive, che possono indurre i clienti in errore o ad assumere una decisione di acquisto che non avrebbero altrimenti preso. Contestualmente, l'offerta da parte di Eni di prodotti e servizi di qualità e in linea con le esigenze dei clienti può generare impatti positivi in termini di soddisfazione anche grazie ad adeguati canali di ascolto e coinvolgimento. Viene data, quindi, particolare attenzione a: processi di innovazione e digitalizzazione; integrazione degli aspetti ESG lungo la catena del valore e alla soddisfazione e centralità dei clienti, promuovendo un approccio corretto e trasparente e l'offerta di prodotti e servizi di qualità, in linea con le loro esigenze e a supporto della transizione energetica. Quest'ultimo aspetto ricopre un ruolo rilevante, non solo in quanto Eni vuole affermarsi come best practice sul mercato, ma anche per la correlazione tra la soddisfazione dei clienti e il tasso di abbandono (churn rate) e con il tasso di acquisizione di nuovi clienti, con evidenti effetti sulle performance dell'azienda. Tra i clienti vengono identificati quelli più esposti a rischi, anche al fine di identificare iniziative di mitigazione di qualsiasi impatto che possa derivare da incidenti specifici; ad esempio, viene attivato un sostegno per quelli finanziariamente vulnerabili[170]. Non sono stati identificati rischi materiali (si veda la sezione Materialità) a livello di Gruppo relativamente ai consumatori[171], al netto del rischio trasversale di Cyber Security approfondito nel capitolo Business Conduct. In coerenza con il target identificato (si veda la sezione Target e impegni di questo capitolo), lo sviluppo di punti di ricarica per veicoli elettrici[172] rappresenta un'opportunità di business per lo sviluppo di servizi a supporto della mobilità sostenibile.

# COINVOLGIMENTO DEI CLIENTI

All'interno di Plenitude è presente un team dedicato allo studio del mercato e all'ascolto dei clienti[173], al fine di identificarne bisogni e aree di miglioramento, trend di consumo, andamenti socioeconomici e principali preoccupazioni. Ogni anno vengono svolte molteplici indagini di mercato, sia qualitative che quantitative, attraverso diversi canali (online, telefonici o personali), grazie al supporto di istituti di ricerca o società specializzate attive in Italia e all'estero, nel rispetto degli standard qualitativi di settore. Nel corso del 2024 sono stati realizzati oltre 70 progetti di ricerca, coinvolgendo oltre 130.000 tra clienti effettivi e potenziali, ed è proseguita anche un'iniziativa di ascolto delle chiamate effettuate al numero verde. In maniera continuativa, viene monitorata la customer satisfaction (ossia la percentuale di clienti che esprimono un giudizio superiore a 7 su un massimo di 10) in termini di soddisfazione complessiva per Plenitude come fornitore energetico. Per valutare l'efficacia dei canali di coinvolgimento, vengono monitorati anche altri specifici KPI, quali il Net Promoter Score, che misura la percentuale di clienti che consiglierebbe Plenitude come operatore e il tasso di reclamo. Viene, inoltre, promosso il dialogo e il confronto continuo con le Associazioni dei Consumatori, per migliorare la soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio offerto. Tale dialogo avviene attraverso canali dedicati, come, ad esempio, il Protocollo di Conciliazione Paritetica, procedura di risoluzione stragiudiziale delle controversie tra Società e clienti conforme alla modalità Alternative Dispute Resolution. Alle Associazioni dei Consumatori viene garantita la possibilità di segnalare potenziali inadempienze del servizio e malfunzionamenti dei prodotti per conto dei clienti attraverso un servizio telefonico e un'area web ad hoc. Infine, Plenitude partecipa attivamente ad incontri con le Autorità ed Enti competenti, a livello nazionale e locale, in occasione di consultazioni e audizioni, anche in merito alla tutela dei clienti vulnerabili (si veda la sezione Azioni per maggiori dettagli). La responsabilità operativa di assicurare che il coinvolgimento abbia luogo e che i risultati orientino l'approccio dell'impresa è ricoperta dal Direttore del mercato retail Italia, in collaborazione con le funzioni di supporto.

## Processi di rimedio e canali di segnalazione

Plenitude gestisce i reclami[174] in conformità con le normative dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). I reclami sono analizzati qualitativamente e quantitativamente per comprendere le problematiche dei clienti e avviare azioni correttive. Ogni tre mesi, il Comitato multidisciplinare di Customer Protection, monitora gli indicatori di qualità delle performance commerciali dei partner e definisce i relativi piani d'azione. Per i reclami nei confronti dei partner commerciali, sono applicate procedure sanzionatorie specifiche, come penali per attivazioni non richieste e istruttorie preliminari per violazioni contrattuali presenti nel mandato, valutate dal Comitato Penali. Le segnalazioni possono essere inviate dai clienti, sia tramite canali remoti (area riservata/app, chat, call center, servizio postale), sia

(170) Nella definizione di clienti vulnerabili sono inclusi anche i clienti dell' energia elettrica e gas naturale così come definiti da ARERA.
(171) L'analisi considera tutti i rischi derivanti da impatti e dipendenze.
(172) Tale opportunità viene approfondita nel capitolo Cambiamento Climatico.
(173) Per approfondimenti su aspettative e coinvolgimento degli stakeholder si veda il Capitolo Attività di stakeholder engagement.
(174) Per ulteriori approfondimenti sul processo di valutazione dei potenziali impatti sui I Diritti Umani per Eni e di eventuale identificazione delle opportune misure di remedy, coerente per tutte le categorie di stakeholder, si veda il capitolo I Diritti Umani per Eni.

attraverso la Lingua dei Segni Italiana (chat e call center), sia tramite canali fisici diretti e indiretti sul territorio. I canali a disposizione dei clienti sono descritti su eniplenitude.com, sulle bollette e sul materiale commerciale e contrattuale. Indipendentemente dal canale utilizzato, Plenitude garantisce la ricezione, l'analisi e il trattamento delle segnalazioni, anche anonime, assicurando la massima riservatezza per evitare ritorsioni[175]. Plenitude forma ed informa i propri fornitori di servizi, inclusi gli operatori di customer care e call center, condividendo le procedure aziendali e offrendo sessioni di formazione con survey di monitoraggio della qualità. Inoltre, per assicurare l'aderenza agli standard e aspettative di Plenitude, vengono anche effettuati controlli sulla gestione delle chiamate e del cliente, come l'ascolto di chiamate a campione con punteggio e feedback condiviso con il partner. I reclami e le richieste di informazioni sono monitorati giornalmente tramite un cruscotto dedicato e gestito da un team di risorse interne e fornitori esterni specializzati. Sono previsti sistemi di controllo per verificare la qualità delle pratiche e individuare carenze formative e spunti di miglioramento. Il programma di Customer Feedback utilizza una piattaforma ad hoc per erogare survey, misurare KPI di soddisfazione e interagire con clienti critici, integrando i loro suggerimenti nel sistema aziendale. L'efficacia di questi strumenti è monitorata in linea con gli standard di qualità commerciale stabiliti da ARERA. Si analizzano i reclami inevasi, i tempi di risposta, le motivazioni, oltre che gli eventuali reiteri, per comprendere le cause alla base delle segnalazioni e del reclamo. Infine, viene presidiato l'indicatore First Call Resolution, ovvero la percentuale di segnalazioni che sono state risolte alla prima chiamata, e Self-Care, la percentuale di operazioni svolte autonomamente dai clienti sul totale delle operazioni richieste. Per quanto riguarda casi di violazioni dei diritti umani, non si segnalano incidenti relativi alla categoria dei clienti (si veda il capitolo I Diritti Umani per Eni).

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

Plenitude ha previsto l'implementazione di diverse azioni per porre rimedio agli impatti negativi che potrebbe avere sui clienti e consumatori, la cui efficacia viene monitorata attraverso indicatori operativi (tasso di attivazioni non richieste, indice di reclamosità, NPS, ecc.) su base mensile o settimanale.

### Azioni a fronte di disservizi

Oltre agli indennizzi già previsti dalla regolazione di settore, Plenitude si è dotata di procedure interne per mitigare gli effetti verso i clienti di eventuali disservizi attribuibili alla Società occorsi in occasione della gestione di singole prestazioni (es. operazioni contrattuali quali switch, attivazioni, cessazioni, cambi prodotto) o del servizio di fornitura (es. regolarità fatturazione, registrazione pagamenti, ecc.). Tali procedure prevedono, ad esempio, la definizione di ristori commisurati alla tipologia e durata del disservizio o abbuoni/rimborsi di costi sostenuti. Ogni caso è valutato specificatamente e, ove vi siano le condizioni, viene poi affrontato con il cliente per individuare una proposta condivisa, al fine di evitare il protrarsi della tematica.

### Tutela dei clienti e gestione delle frodi

Plenitude adotta un approccio di tutela del cliente, di fronte a pratiche commerciali scorrette (anche se solo presunte) facendosi carico, ove possibile, di tutti gli oneri che ne derivano. Plenitude ha sottoscritto, con le associazioni aderenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti, il protocollo di attivazioni non richieste, per rafforzare le misure poste a protezione dei consumatori e, più in generale, in relazione alle condotte riconducibili a pratiche commerciali scorrette. Inoltre, è in vigore l'Alternative Dispute Resolution paritetica, una procedura di risoluzione alternativa che ha il vantaggio di offrire una soluzione rapida, semplice ed extragiudiziale alle controversie tra consumatori e imprese. Plenitude si impegna inoltre a tutelare i propri clienti verso eventuali pratiche commerciali scorrette da parte di soggetti terzi, quali ad esempio attivazioni non richieste. A seguito di alcuni casi di contestati impatti in materia di privacy nel contesto di attività di teleselling e telemarketing, Plenitude ha predisposto un piano di rimedio per rafforzare i controlli presso la propria rete di vendita e il relativo adeguamento dei sistemi, oltre che misure di protezione dei dati personali dei propri clienti. A livello generale, in ambito data protection, Plenitude organizza i trattamenti di dati personali e la gestione delle informazioni riservate sfruttando un approccio interdisciplinare per individuare le migliori modalità, nel rispetto dei princìpi e dei requisiti stabiliti dal Regolamento Europeo 2016/679. Inoltre, a seguito di alcuni contestati impatti per modifiche unilaterali delle condizioni di prezzo e lacune informative da parte dell'autorità di regolamentazione del settore energetico portoghese, Eni ha collaborato attivamente con l'autorità medesima, raggiungendo 35 accordi extragiudiziali con persone interessate dalle condotte oggetto di contestazione. Al fine di garantire un presidio costante della qualità del servizio, è previsto il monitoraggio dell'andamento delle attivazioni dei contratti di commodity e di extracommodity sui sistemi, con particolare focus sulle mancate attivazioni degli stessi. Viene rendicontato l'andamento delle attivazioni dei contratti dei punti di fornitura e vengono monitorate le criticità che possono sorgere dopo la firma del contratto del cliente, impedendone l'effettiva attivazione. Infine, in relazione ai tentativi di frode, Plenitude ha posto in essere numerose iniziative per supportare i clienti vittime di potenziali truffe, fornendo loro alcuni strumenti specifici di difesa e di verifica sull'identità di chi li contatta tra cui: segnalazioni informative dei tentativi di frode, numero verde dedicato per prendere in carico le segnalazioni di chiamate sospette e servizio per verificare che il numero da cui vengono contattati sia effettivamente attribuibile ad un operatore di Plenitude. Quest'ultimo, dall'attivazione nel 2020, ha ricevuto più di 1.887 segnalazioni nel corso del 2024, di cui più del 99% relative a numerazioni non iscritte al Registro Unico Operatori Call Center, e pertanto in violazione della legge e potenzialmente fraudolente.

(175) Per ulteriori informazioni si prega di fare riferimento alla pagina https://eniplenitude.com/info/segnalazioni-illeciti.

## Servizio clienti e iniziative per i clienti vulnerabili

Per quanto riguarda gli impatti positivi, Eni ha avviato e completato nel 2023 l'introduzione di un nuovo sistema di Customer Relationship Management (CRM) per migliorare la customer & user experience, riducendo le informazioni richieste ai clienti, anticipando ed automatizzando i controlli, e semplificando le attività per gli operatori. È stato completato l'aggiornamento dell'app Plenitude, per rendere ogni sua funzionalità fruibile alle persone non vedenti e ipovedenti. Per i clienti non udenti, oltre alla chat, dal 2022 è attivo TELLIS, servizio clienti che permette di comunicare attraverso la Lingua dei Segni Italiani, con interpreti qualificati collegati da remoto. Da analisi interne e in base all'iniziativa ministeriale, Eni ha identificato i giovani tra i clienti finanziariamente vulnerabili; a tal proposito è tra le prime 50 aziende partner della Carta Giovani Nazionale, un'iniziativa del Dipartimento per le Politiche Giovanili e il Servizio Civile Universale, rivolta ai giovani europei residenti in Italia tra i 18 e i 35 anni, che offre agevolazioni sulla fornitura di gas ed energia elettrica da fonti rinnovabili coperte da Garanzia d'Origine, uno sconto su una ricarica a consumo tramite l'app Plenitude On the Road, e una promozione su caldaie e climatizzatori. Inoltre, a seguito della fine del mercato tutelato gas a dicembre 2023, Plenitude ha definito una tipologia di offerta con le stesse caratteristiche di quella precedente di tutela anche per i clienti non vulnerabili, per garantire in un primo periodo parità di condizioni a coloro che non hanno deciso di aderire ad un'offerta del mercato libero. Per gestire gli impatti rilevanti relativi ai clienti, in Plenitude sono presenti team con competenze preposte nell'ambito della direzione commerciale (es. Customer Operations, Value Stream Customer Experience Management) e nell'ambito della direzione legale (es. Data Protection, Corporate Liability Compliance and Ethic Code Values, Consumer & Brand Identity Protection). Plenitude alloca budget specifici per implementare i piani di azione legati alla gestione del cliente. A tal fine, Plenitude definisce specifici OpEx (non materiali) che includono diverse nature di costo relative all'attività di gestione del cliente (fra queste Customer Contact, Back Office, CRM, Billing e Metering, Gestione del credito). L'entità delle risorse finanziarie future viene definita e allocata sulla base dell'evoluzione della customer base e dei relativi servizi a supporto, e non ne viene fatta disclosure in quanto non finanziariamente rilevante/riservata.

## Coinvolgimento dei clienti nella transizione

Per quanto riguarda le attività relative all'uso efficiente dell'energia, Plenitude è impegnata nell'accompagnare il cliente verso la consapevolezza energetica con consigli personalizzati in base al suo comportamento, all'interno dell'area web e app riservata al cliente, per sensibilizzarlo sul proprio profilo energetico. Nel 2024, inoltre, è stato sviluppato uno strumento che consente al cliente di stimare la produzione di energia elettrica da fotovoltaico residenziale in fase di valutazione dell'offerta, per calcolare il risparmio potenziale e fornire una vista sul potenziale autoconsumo. Il programma fedeltà "Plenitude Insieme" (lanciato a dicembre 2022), oltre a costruire una relazione duratura e di valore per i clienti, propone loro iniziative utili per accrescere la consapevolezza e la conoscenza sull'efficienza energetica. Per il 2025 si intende mantenere alto il tasso di partecipazione degli iscritti (più dell'80%), continuando a coinvolgerli nel percorso di transizione energetica. Nel 2024 infatti l'87% degli iscritti ha interagito con il programma almeno una volta, e più di 200.000 persone hanno approfondito le proprie conoscenze sull'efficienza energetica (in crescita del 27% rispetto al 2023).

# Business conduct

## POLITICHE[176]

Nel Codice Etico, si ribadisce la cultura della responsabilità, della legalità, della trasparenza, l'impegno ad agire in ogni occasione con correttezza, integrità ed equità, nel rispetto degli impegni contrattuali, e l'adozione da parte di Eni di regole e controlli per prevenire e contrastare il rischio corruzione nello svolgimento delle attività. La Management System Guideline Anti-Corruzione, accessibile pubblicamente, sottolinea il divieto, senza alcuna eccezione, di ogni forma di corruzione, attiva, passiva, diretta e indiretta, in favore e da parte di chiunque (persone di Eni, terze parti a rischio e chiunque agisca nell'interesse di Eni), definendo i meccanismi per la prevenzione della corruzione e del riciclaggio applicabili, nonché le regole per accertare l'affidabilità etica e reputazionale delle potenziali controparti attraverso lo svolgimento di verifiche preventive/due diligence anti-corruzione e anti-riciclaggio, la previsione di apposite clausole contrattuali e/o dichiarazioni verso terze parti, e la promozione di iniziative di formazione e sensibilizzazione per le persone di Eni e terze parti. Il documento pubblico Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate prevede l'adozione di un sistema volto ad incentivare le segnalazioni di comportamenti illeciti e garantire la riservatezza dell'identità del segnalante e degli altri soggetti tutelati, proteggendo gli stessi da conseguenze ritorsive. Infine, il report Eni's responsible engagement on climate change within business associations approfondisce le posizioni sui temi legati al cambiamento climatico che Eni considera essenziali nell'ambito dell"advocacy sul climate change. Per quanto concerne la gestione dei fornitori, si rimanda alla Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e al Codice di condotta fornitori, descritte nella sezione Lavoratori nella catena del valore di Eni.

## TARGET E IMPEGNI

Eni, in coerenza con la strategia di sustainable supply chain di medio-lungo termine, ha definito dei target specifici relativamente al processo di gestione dei fornitori e approvvigionamento. Tali indicatori vengono monitorati periodicamente e, conseguentemente, vengono definite/implementate eventuali azioni correttive. Oltre ai target elencati in tabella, Eni ha definito degli impegni sugli aspetti di business conduct, condivisi con i propri stakeholder, relativamente al mantenimento delle certificazioni ISO 37001:2016 e 37301:2021, al continuous improvement del proprio Compliance Program Anti-Corruzione e alla formazione sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio.

| Target | Al | Performance al 2024 | Anno base e relativo valore di riferimento | Note (Scopo, metodologia, evidenze) |
|---|---|---|---|---|
| Mantenimento delle valutazioni ESG nei procedimenti per oltre il 90% del procurato Italia | Al 2025 | Procedimenti con valutazione ESG per il 94% del procurato Italia | 2023 85% | Target relativo[a] Perimetro: procedimenti di acquisto in ambito MSG Procurement Italia |
| Procedimenti con valutazioni ESG per il 90% del procurato estero | Al 2026 | Procedimenti con valutazioni ESG per il 65% del procurato estero | 2023 20% | Target relativo[b] Perimetro: procedimenti di acquisto in ambito MSG Procurement consociate estere |
| 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile | Al 2025 | 80% dei fornitori worldwide strategici | 2024 80% | Target relativo[c] Perimetro: fornitori strategici di Eni |
| 90% dei contratti attivi assegnato a fornitori iscritti su Open-es, mantenendo oltre il 65% negli anni intermedi | Al 2027 | Nuovo target del 2024[d] | 2024 82% | Target relativo[e] Perimetro: contratti in ambito MSG Procurement Italia e controllate estere |
| 3.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es | Al 2026 | 2.600 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es | 2023 1.600 | Target assoluto[f] Perimetro: fornitori controllate estere |

(a) Rapporto tra il valore totale di procurato Italia soggetto a valutazione ESG rispetto al valore procurato Italia totale.
(b) Rapporto tra il valore totale di procurato estero soggetto a valutazione ESG rispetto al valore procurato estero totale.
(c) Rapporto tra il totale dei fornitori strategici analizzati sulla base del loro posizionamento ESG e il totale dei fornitori strategici (ossia quei gruppi industriali che detengono l'80% del valore contrattuale in essere con Eni).
(d) Tale target è stato aggiornato nel 2024 a fronte del raggiungimento anticipato di un target previsto per il 2025.
(e) Rapporto tra il totale del valore dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il valore totale dei contratti attivi.
(f) Si riferisce al numero totale di fornitori locali esteri gestiti dalle consociate e presenti su Open-es.

(176) Per ulteriori riferimenti si vedano i capitoli Il sistema normativo, e Principi e criteri metodologici/Politiche.

# CONDOTTA D'IMPRESA

## IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

### CONDOTTA, CULTURA D'IMPRESA E PREVENZIONE DELLA CORRUZIONE

L'attività di Eni, svolgendosi in numerosi Paesi, è soggetta al potenziale rischio di incorrere in fenomeni corruttivi nelle realtà di business in cui Eni opera, a livello nazionale ed internazionale. Il fenomeno corruttivo genera potenzialmente di per sé un ostacolo allo sviluppo sostenibile ed è, al contempo, in grado di distorcere la concorrenza, e compromettere la fiducia nel sistema economico e nelle istituzioni. Le ripercussioni economiche si manifestano attraverso perdite finanziarie, riduzione della competitività delle imprese e contrazione degli investimenti. Inoltre, la corruzione può minare l'efficienza economica e la distribuzione equa delle risorse, portando a un più lento sviluppo economico. Il verificarsi di tale fenomeno, anche alla luce del forte impatto reputazionale ad esso associato, può portare a ripercussioni non solo sul personale dipendente, ma anche su varie categorie di stakeholder che intrattengono rapporti economici, contrattuali, ed istituzionali con la Società. Al fine di prevenire tali potenziali impatti, Eni adotta e attua, in Italia e all'estero, il Compliance Program Anti-Corruzione, elaborato in ottica risk-based, in linea con le normative nazionali e internazionali in materia e con le best practice e guidance applicabili, e ha definito e attuato uno strutturato processo di Compliance Risk Assessment e Monitoring, approfondito nelle sezioni successive, volto a identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e a orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo. L'impegno in tale ambito conferma l'importanza per Eni di svolgere il proprio business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità, e nel rispetto delle leggi, regolamenti, analoghe normative obbligatorie, standard internazionali e linee guida, sia nazionali sia straniere, a cui la Società è soggetta.

### TRASPARENZA E CORRETTO USO DELLE RISORSE

La trasparenza per Eni è un valore aziendale e per questo si impegna nella disclosure volontaria dei pagamenti ai governi e nel contrasto a ogni forma di corruzione, promuovendo l'uso responsabile delle risorse finanziarie in linea con l'Obiettivo di sviluppo sostenibile n.16 dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Nell'ambito delle proprie attività di business, Eni lavora infatti a stretto contatto con i governi di tutto il mondo, spesso destinatari di importanti transazioni economiche. I pagamenti ai governi, quindi, rappresentano anche un sostegno socioeconomico agli Stati e una loro corretta gestione contribuisce alla prevenzione di potenziali fenomeni corruttivi con possibili ricadute negative anche sulle comunità.

### ATTIVITÀ DI INGAGGIO ISTITUZIONALE

Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni dialoga con policymaker, istituzioni nazionali, europee ed internazionali, organizzazioni di advocacy, di categoria e le associazioni confindustriali, valorizzando il proprio impegno nel percorso di transizione energetica sia riguardo alle attività tradizionali che riguardo ai nuovi business. In tale contesto, Eni contribuisce con la propria esperienza di società internazionale dell'energia alla definizione di policy e norme mirate a favorire la transizione verso il Net Zero, tenendo conto degli aspetti sociali, economici ed ambientali delle realtà in cui opera.

### CYBER SECURITY

Le attività di Eni, come per molte altre aziende in un mondo digitalmente interconnesso e tecnologico, sono esposte lungo tutta la catena del valore al rischio di potenziali incidenti di sicurezza informatica, che possono portare alla perdita di riservatezza dei dati a seguito della diffusione di informazioni di dipendenti, clienti o business partner e a danno della comunità finanziaria, rappresentando una minaccia per la sicurezza e la privacy dei soggetti coinvolti. Allo stesso modo, anche l'indisponibilità dei sistemi informatici a supporto dell'erogazione di servizi a clienti e business partner potrebbe avere impatti significativi su questi ultimi. Infine, l'eventuale propagazione di un incidente di cyber security ai sistemi informatici di fornitori e partner di Eni potrebbe avere impatti anche gravi su questi ultimi.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

### CONDOTTA, CULTURA D'IMPRESA E PREVENZIONE DELLA CORRUZIONE

Il Codice Etico – disponibile sul sito per tutti gli stakeholder – di Eni ribadisce tra i valori che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda anche l'integrità e la trasparenza (si veda il capitolo Il Sistema Normativo di Eni). Il Codice si rivolge anche a tutte le terze parti, quali fornitori, partner commerciali ed industriali, da cui ci si aspetta un comportamento egualmente socialmente responsabile, supportato dallo sviluppo di adeguati programmi e presidi etici. In caso di non soddisfazione delle aspettative da parte dei diversi stakeholder, vengono adottate misure appropriate. Eni crede fortemente alla diffusione, a tutti i livelli aziendali, di una cultura orientata alla legalità ed al rispetto delle norme, dei valori di integrità e dei principi di comportamento e di controllo adottati dalla Società e definisce iniziative di formazione ed informazione rispetto ai fabbisogni individuati per i diversi target di popolazione, mediante la Intranet aziendale che è utilizzata come canale di formazione (Enicampus) e di diffusione (EticApp) dei contenuti etici e di compliance a tutte le persone Eni.

#### *Il Compliance Program Anti-Corruzione*

Dal 2009, Eni ha adottato e attuato il Compliance Program Anti-Corruzione: un sistema organico in continuo aggiornamento di regole, controlli e presidi organizzativi, nel rispetto delle vigenti normative nazionali e internazionali in materia e in linea con le best practice e guidance applicabili, volto alla prevenzione dei reati di corruzione e riciclaggio. A livello normativo, il Compliance Program Anti-Corruzione

è costituito dalla Management System Guideline Anti-Corruzione e da strumenti normativi di dettaglio per la disciplina delle attività a rischio e la definizione degli strumenti di controllo, che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio (c.d. Strumenti Normativi Anti-Corruzione). Le società controllate, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA (o organo equivalente), gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione emessi da Eni. Inoltre, le società in cui è detenuta una partecipazione non di controllo sono incoraggiate a rispettare gli standard definiti da Eni sul tema, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. Eni ha istituito una funzione organizzativa centralizzata che fornisce assistenza specialistica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio a Eni SpA e alle sue società controllate, con particolare riferimento alla valutazione di affidabilità delle potenziali terze parti a rischio (c.d. "due diligence anti-corruzione e anti-riciclaggio"), nella gestione delle eventuali criticità/red flag e nella definizione di relative misure di mitigazione, inclusa la formulazione di presidi contrattuali di compliance e, per i casi a maggior rischio valutati caso per caso, la richiesta alla controparte dell'adozione di un Compliance Program Anti-Corruzione. Nel 2024 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva per violazioni delle normative anti-corruzione (per approfondimenti sui contenziosi del Gruppo, si rinvia alla ▶ Nota n. 28 "Garanzie, Impegni e Rischi" del Bilancio Consolidato). Eni, inoltre, si è dotata di un processo strutturato di Compliance risk assessment e monitoring volto 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; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli di presidio; (iii) contribuire all'identificazione dei dipendenti Eni esposti a maggior rischio corruzione considerando – in aggiunta ai driver utilizzati nella metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni a fini formativi – anche il grado di esposizione della famiglia professionale di appartenenza alle attività a rischio corruzione[177]. Tra le attività a rischio individuate da Eni, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con terze parti a rischio corruzione e riciclaggio (es. business associate, inclusi intermediari e consulenti, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, etc.); (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, iniziative per il territorio e iniziative per la salute delle comunità, sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi, operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con soggetti rilevanti (inclusi pubbliche amministrazioni e pubblici ufficiali). Sono pianificate annualmente attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring, su ambiti di attività e funzioni individuate secondo un approccio risk-based, trasversali a più funzioni. Le valutazioni di rischiosità sono effettuate pertanto con riferimento agli ambiti di Compliance ed alle relative attività a rischio (o singole componenti) sulla base dei requisiti normativi di riferimento ed in un'ottica risk-based. Nell'ambito di tale processo di valutazione, finalizzato a determinare l'esposizione al rischio corruzione, sono considerati diversi indicatori di rischio afferenti anche ai processi aziendali interessati dalle attività a rischio identificate. Nel corso del 2024, le attività di Compliance risk assessment hanno interessato l'ambito anti-corruzione nel suo complesso prevedendo anche esercizi di approfondimento per talune attività a rischio tra cui "acquisto e vendita di beni e fornitura di servizi", "acquisto e vendita di beni immobili", "operazioni di compravendita di diritti minerari esplorativi". Gli interventi di Compliance Monitoring si sono invece focalizzati, nel 2024, sulle attività a rischio "Joint Venture", "Iniziative per il territorio e iniziative per la salute delle comunità". Gli esiti di entrambe le attività hanno confermato il livello di rischio atteso, l'adeguatezza delle misure di mitigazione attuate e l'efficacia del modello di compliance adottato.

### *Le attività di formazione e comunicazione*

Eni crede fortemente alla diffusione, a tutti i livelli aziendali, di una cultura orientata alla legalità ed al rispetto delle norme, dei valori di integrità e dei principi di comportamento e di controllo adottati dalla Società, e definisce iniziative di formazione ed informazione rispetto ai fabbisogni individuati per i diversi target di personale Eni. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale, parte integrante della Relazione di Compliance Integrata verso il Management e gli organi di controllo di Eni SpA[178]. In particolare, in occasione delle riunioni dei comitati consiliari, sono state svolte una serie di sessioni di approfondimento aperte alla partecipazione di tutti gli Amministratori e Sindaci, su tematiche di interesse generale riguardanti il modello e le strategie di business, l'approccio ed il modello di sostenibilità in aree quali la salute delle persone, i diritti umani, la trasparenza e la lotta alla corruzione (anche in occasione della partecipazione a una sessione del Compliance Program Anti-Corruzione), le principali novità riguardanti il sistema normativo aziendale, con un focus dedicato alle novità introdotte nel framework del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, che è parte integrante della strategia

(177) La metodologia di segmentazione volta all'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, non identifica funzioni a rischio ma tiene conto per ciascuna risorsa della qualifica, della famiglia professionale di appartenenza (es. Procurement, Commerciale, CFO, ecc.) e della relativa esposizione della stessa ad attività a rischio corruzione, nonché del rischio Paese e del rischio specifico della Società.
(178) Per dettagli sul ruolo del CDA sullo SCIGR e tematiche di business conduct, si veda la sezione ▶ Governance.

aziendale. Anche il personale Eni, in linea con quanto definito negli strumenti normativi, deve essere informato sulle leggi applicabili, sui principi del Codice Etico e sulle altre norme interne in materia, al fine di conoscere i diversi rischi, le conseguenze che possono derivare in caso di violazione delle stesse, e le azioni da intraprendere per contrastare la corruzione e il riciclaggio. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è utilizzata una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni sulla base del livello di rischio di corruzione in funzione di specifici driver di rischiosità come ad esempio Paese, ruolo, qualifica, famiglia professionale. Ciascun dipendente è destinatario di un programma di formazione specifico corrispondente al proprio livello di rischio di corruzione e calibrato rispetto alle esigenze del proprio ruolo e delle proprie attività svolte (le attività di formazione anti-corruzione sono volte a coprire il 100% delle risorse a rischio)[179]. Il programma di formazione è articolato in corsi online ed eventi formativi in aula, quali workshop di carattere generale e "job specific training" destinati ad aree professionali a specifico rischio corruzione. In questi corsi viene fornita una panoramica delle leggi anti-corruzione e anti-riciclaggio applicabili in Eni, illustrati gli strumenti per riconoscere le aree di rischio corruzione e riciclaggio e i relativi presidi di controllo di Eni. Inoltre, vengono descritte le modalità di segnalazione, rispetto a qualsiasi violazione sospetta o nota delle leggi anti-corruzione e anti-riciclaggio o del Compliance Program Anti-Corruzione. In linea con il principio del top level commitment, anche i membri del Top Management di Eni SpA, i direttori/capi business e gli Amministratori Delegati (o figura equivalente) delle società controllate partecipano alle attività formative; tali soggetti solitamente introducono il workshop anti-corruzione sottolineandone l'importanza e la forte correlazione che deve sussistere tra la Compliance e il business. Inoltre, per Amministratori Delegati (o figura equivalente) delle società controllate in Italia e all'estero e i loro primi riporti viene previsto un evento formativo di tre giorni con l'obiettivo di sostenere lo sviluppo e il consolidamento del loro ruolo apicale. Nel corso di tale evento, vengono approfonditi temi di Compliance e mitigazione del rischio anche attraverso lo svolgimento di role playing e la discussione di casi complessi, con il coinvolgimento delle funzioni Compliance Integrata, Internal Audit e Affari Societari e Governance. Tra le principali attività formative svolte nel 2024 è proseguita l'erogazione del corso online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto al personale Eni, in Italia e all'estero, e del nuovo corso online sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio. Inoltre, nel corso del 2024 l'unità Anti-Corruzione e Anti-Riciclaggio: (i) ha progettato un seminario competitivo in aula per rendere l'esperienza del workshop più interattiva; (ii) ha tenuto un workshop generale anti-corruzione rivolto alla funzione M&A di Eni a cui hanno partecipato anche alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale di Eni SpA; (iii) nell'ambito della formazione agile finalizzata ad incrementare il coinvolgimento dei partecipanti, ha avviato l'erogazione del videogioco in materia anti-corruzione.

### *Le iniziative anti-corruzione nei confronti della Value Chain di Eni*

La MSG Anti-Corruzione è condivisa con le terze parti a rischio, attraverso la previsione di apposite clausole contrattuali e dichiarazioni di compliance, che prevedono, tra l'altro, l'impegno a prendere visione del Codice Etico, del Modello 231 e della MSG Anti-Corruzione di Eni resi disponibili sul sito internet della Società e a rispettarne i principi; inoltre, sono promosse, secondo le circostanze, relative iniziative di formazione e sensibilizzazione. Nel processo di qualifica dei potenziali fornitori, descritto in seguito, ne 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 compliance che includono, oltre agli impegni sopra citati, anche la previsione di rimedi contrattuali in caso di violazioni e, nei casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Inoltre, anche il subappaltatore 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 diretto. Nell'ambito delle iniziative formative per le terze parti, nel 2024 Eni ha organizzato alcune sessioni per specifiche tipologie di controparti di Enilive (agenti, Concessionarie GPL e Rivenditori Lubrificanti Italia) e ha proseguito l'erogazione di un corso online per i fornitori ad alto rischio.

### *Il ruolo della funzione Internal Audit e relative azioni*

La funzione Internal Audit di Eni svolge un compito primario a garanzia del rispetto della condotta di impresa (tra cui, le attività di gestione delle segnalazioni ricevute riguardanti presunte violazioni della stessa), nel più generale ruolo di verifica e valutazione del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (SCIGR), che si concretizza nella verifica dell'operatività e idoneità nel suo complesso. Al fine di fornire supporto specialistico al vertice aziendale e al management in materia di Eni Risk and Internal Control Holistic framework, le verifiche vengono delineate all'interno di un Piano di Audit, definito secondo criteri di rilevanza e di copertura dei principali rischi ed approvato, con cadenza almeno annuale, dal CdA, previo parere del Comitato Controllo e Rischi (CCR), sentiti il Presidente del CdA, l'Amministratore Delegato e il Collegio Sindacale di Eni. Inoltre, il responsabile della funzione attiva anche altri interventi non previsti nel Piano, in base anche a richieste che provengono da organi di amministrazione, controllo e vigilanza nonché dal vertice aziendale e dal Top Management. Nel corso del 2024 sono stati svolti 26 interventi di audit, in 12 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anti-corruzione applicabili sul rispetto delle

(179) In particolare, le risorse ad alto rischio sono coinvolte in una formazione ultra-specialistica in aula.

previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 13 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2023, anche nel 2024 i casi di corruzione accertati 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 (ivi inclusi eventuali comportamenti anticoncorrenziali e violazioni delle normative antitrust e pratiche monopolistiche) si veda la sezione ▶ Contenziosi. La nomina e la revoca del responsabile della funzione Internal Audit sono normate da regole di governance volte a garantirne la massima indipendenza. Infatti, migliorando le raccomandazioni previste dal Codice di Corporate Governance, il responsabile è nominato dal CdA, previo parere del CCR e del Comitato per le Nomine e sentito il Collegio Sindacale, su proposta del Presidente del CdA d'intesa con l'Amministratore Delegato e risponde direttamente al Presidente, riferendo al Collegio Sindacale, anche in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense.

### *Meccanismi di segnalazione e verifica per violazioni del Codice Etico, regole anti-corruzione ed altre norme*

Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate, aggiornata nel tempo e da ultimo nel marzo 2024, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla Direttiva UE 2019/1937 che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (c.d. "whistleblowing"). La normativa, disponibile sul sito e nella intranet aziendale insieme ad una sintetica guida operativa, consente alle persone Eni, nonché a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse della Società, di segnalare informazioni su presunte violazioni acquisite nell'ambito del contesto lavorativo. Per essere considerata segnalazione, la comunicazione deve essere circostanziata ed essere effettuata con un grado di dettaglio sufficiente a consentire alle funzioni competenti di verificare la fondatezza o meno dei fatti o circostanze segnalate. Le attività successive alla ricezione delle segnalazioni sono garantite da un "Team Segnalazioni"[180], che opera nel rispetto dei principi di obiettività, competenza e diligenza professionale, assicurando anche il riscontro al segnalante; il Team, a valle di un'analisi preliminare, procede con lo svolgimento di approfondimenti, analisi e valutazioni specifiche circa la fondatezza o meno dei fatti segnalati ed al monitoraggio delle azioni correttive che emergano sulle aree e i processi aziendali interessati. Il Team Segnalazioni, anche incaricando uno dei componenti e/o altre persone di Eni da questi individuate all'interno della relativa unità di appartenenza, assicura la predisposizione del Report Trimestrale Segnalazioni, oggetto di esame da parte del Collegio Sindacale di Eni SpA. Ad esito di tale esame, il Report viene trasmesso agli Organismi di Vigilanza (per le società controllate italiane)/Organismi di Vigilanza Internazionali (per le società controllate estere) e al Collegio Sindacale delle società interessate, ove presente, ciascuno per la propria competenza. Le informazioni statistiche relative alle segnalazioni gestite negli ultimi 5 anni sono, inoltre, rese disponibili sul sito di Eni SpA. Le funzioni coinvolte nel processo di gestione, incluse quelle afferenti alle tematiche anti-corruzione, assicurano il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e assenza di conflitto di interessi, nonché la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali, statuite negli standard internazionali, nonché nel Codice Etico di Eni e sul sito di Eni. Al fine di agevolare la ricezione delle segnalazioni, sia in forma scritta che in forma orale, con modalità informatiche idonee a garantire la riservatezza dell'identità del segnalante, nonché del contenuto, ivi inclusa l'identità del soggetto segnalato, è attiva un'apposita piattaforma, fornita da un provider esterno, che i segnalanti sono invitati a utilizzare in via preferenziale. La piattaforma, pubblicizzata sui siti internet aziendali e accessibile al link https://whistleblowing.eni.com, garantisce, al fine di assicurare la prossimità al segnalante, la gestione di canali autonomi per Eni SpA e per le Società Controllate UE con più di 249 dipendenti o negli altri casi in cui ciò sia necessario ai fini dell'adempimento degli obblighi della normativa locale di attuazione della Direttiva UE 2019/1937. A prescindere da quale sia l'oggetto della segnalazione e l'entità di Eni interessata dalla stessa, è sempre garantita a tutti la possibilità di inviare segnalazioni direttamente tramite il canale di Eni SpA, che sono gestite nel rispetto e in applicazione della normativa italiana in materia di whistleblowing. Sono, inoltre, istituiti dalle singole società controllate strumenti alternativi per la raccolta delle segnalazioni, (es. caselle/box di posta cartacea dedicata e casella vocale, gestita attraverso funzionalità dedicate della piattaforma) laddove necessario in relazione alle circostanze del caso concreto (es. difficoltà di accesso alla rete internet, ecc.). La ricezione di segnalazioni nel corso del 2024 da parte di lavoratori propri e della Value Chain testimonia la conoscenza da parte degli stessi dello strumento dedicato. Tutte le persone di Eni che ricevono una segnalazione e/o che siano coinvolte, a qualsivoglia titolo, nell'istruzione e trattazione della stessa, sono tenute a garantire la massima riservatezza dell'identità del segnalante, delle persone coinvolte e delle persone menzionate, nonché del relativo contenuto e documentazione, nel rispetto del criterio "need to know", utilizzando, a tal fine, criteri e modalità di comunicazione idonei a tutelare l'identità, l'onorabilità e la confidenzialità dei dati identificativi (c.d. "principio di riservatezza"). L'identità del segnalante e qualsiasi altra informazione da cui possa evincersi, direttamente o indirettamente, non possono essere rivelate, senza il consenso esplicito espresso dello stesso, salvi i casi previsti dalla legge. A tutte le persone di Eni è vietato adottare atti di ritorsione o discriminatori diretti o indiretti, nei

(180) Un servizio dedicato dotato dei requisiti di competenza, indipendenza e assenza di conflitto di interessi, formato da responsabili di unità, delle funzioni compliance integrata, affari legali, risorse umane e organizzazione, Internal Audit ed amministrazione e bilancio di Eni SpA.

confronti del segnalante per motivi collegati, direttamente o indirettamente, alla segnalazione. In particolare, il segnalante è protetto da qualsiasi atto di ritorsione o discriminazione, diretta o indiretta, per ragioni connesse, direttamente o indirettamente, alla segnalazione. Nessun dipendente Eni può essere licenziato, demansionato, sospeso, minacciato, molestato, discriminato, in qualsiasi modo, o, comunque, oggetto di ritorsione per aver presentato una segnalazione. Qualsiasi violazione del divieto di porre in essere comportamenti ritorsivi e discriminatori può comportare l'avvio di procedimenti disciplinari nei confronti dell'individuo che ha posto in essere tali comportamenti, e l'adozione di adeguate misure disciplinari/di sostegno alle parti eventualmente coinvolte. Resta salvo il diritto del segnalante di comunicare alle competenti autorità, organismi o istituzioni locali le ritorsioni che ritiene di aver subito.

## LE ATTIVITÀ DI LOBBYING DI ENI

Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni dialoga con i policymaker sia direttamente che indirettamente attraverso le associazioni di categoria. Nel 2024 le principali attività di engagement di Eni con le istituzioni nazionali, internazionali ed europee si sono concentrate su: (i) la partecipazione ad iniziative di promozione economica, incontri e tavole rotonde su temi legati al business e ai nuovi business, agli scenari geopolitici ed energetici, allo sviluppo sostenibile e alle nuove tecnologie; (ii) la rappresentazione del posizionamento di Eni sulla transizione energetica e la decarbonizzazione in occasione di eventi pubblici e dei principali forum multilaterali internazionali (es. B7, B20, COP29); (iii) il coinvolgimento e il dialogo con le istituzioni, anche nell'ambito di partnership e membership, con think tank, associazioni e organizzazioni internazionali relativamente alla definizione delle politiche e norme pertinenti alle proprie attività di business ed in particolare su energia e transizione ecologica, innovazione e mobilità sostenibile; (iv) le presentazioni di progetti, e l'organizzazione di visite da parte di associazioni, delegazioni istituzionali e politiche a strutture industriali, siti operativi e centri di ricerca. In particolare, Eni partecipa alla definizione di strategie e norme mirate ad accelerare la transizione verso il Net Zero, sostenendo e condividendo, in maniera chiara e trasparente, il proprio posizionamento sul cambiamento climatico e i temi di strategia correlati. Eni riconosce il valore della partecipazione attiva ai lavori delle associazioni di business per sviluppare e condividere best practice ed elaborare posizionamenti di advocacy indirizzati a promuovere la transizione energetica e a tal proposito, nel 2024, ha pubblicato la terza edizione del report di valutazione dell'allineamento tra il posizionamento di Eni e quello delle associazioni di business a cui la Società partecipa sui temi relativi all'advocacy sul clima. In quest'ottica, Eni si impegna, in modo proattivo, ad indirizzare le posizioni di ciascuna associazione, in particolare le associazioni le cui posizioni sono divergenti rispetto ai Principi Eni sull'Advocacy Climatica, verso un approccio coerente con la necessità di agire efficacemente per far fronte al cambiamento climatico. I Principi Eni sull'Advocacy Climatica sono:

1. Accordo di Parigi: Eni supporta gli obiettivi dell'Accordo e le policy che perseguono in maniera congiunta agli obiettivi di sostenibilità, sicurezza energetica e tutela della competitività industriale nel percorso verso il Net Zero al 2050.
2. Ruolo del gas: Eni riconosce il ruolo del gas naturale nella transizione energetica e supporta l'implementazione di normative specifiche per la riduzione delle emissioni di metano e del routine flaring.
3. Carbon pricing: Eni supporta l'implementazione di meccanismi di carbon pricing credibili e costo efficienti.
4. Efficienza energetica e tecnologie low carbon: Eni promuove azioni e politiche a supporto di efficienza energetica e tecnologie necessarie alla decarbonizzazione quali rinnovabili (sia in forma di elettroni che di molecole allo stato liquido/gassoso), CCS, Carbon Dioxide Removal, idrogeno.
5. Mobilità sostenibile: Eni supporta l'implementazione di soluzioni complementari per la decarbonizzazione del trasporto, quali biocarburanti sostenibili e mobilità elettrica, e policy basate su un approccio technology neutral che promuovano le tecnologie più mature e costo efficienti.
6. Ruolo dei crediti di carbonio: Eni supporta lo sviluppo di policy abilitanti per investimenti nelle Nature and Technology Based Solutions e l'utilizzo di crediti a compensazione delle emissioni residue hard-to-abate.
7. Trasparenza e disclosure: Eni supporta lo sviluppo di best practice per una disclosure trasparente sulle azioni in ambito clima e sull'advocacy climatica.

Le attività e gli impegni relativi all'interlocuzione di Eni con gli stakeholder istituzionali, inclusa l'attività di lobbying, sono responsabilità del Direttore Public Affairs (alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato di Eni), che partecipa alle riunioni del Comitato di Direzione e del Comitato Rischi, e riferisce regolarmente all'Amministratore Delegato sulle tematiche di competenza.

### *Contributi Politici*

Eni, come previsto dal Codice Etico, non impiega risorse aziendali per contributi elettorali e attività di advocacy politica o verso organizzazioni non governative, ad eccezione dei costi interni relativi alle attività della Direzione Public Affairs, ed eventuali spese verso terzi per attività di intermediazione con le istituzioni dell'Unione Europea. Inoltre, Eni non effettua donazioni a partiti politici, ma sostiene una serie di iniziative scientifiche, culturali e sociali in tutto il mondo: ogni richiesta proveniente da tali programmi è sottoposta ad una rigorosa due diligence per garantire che il contributo Eni non venga utilizzato e/o interpretato erroneamente. Inoltre, Eni è iscritta all'EU Transparency Register[181] e aderisce al relativo codice di condotta, che regola il suo rapporto con le istituzioni dell'Unione Europea. Attraverso il

(181) Numero REG 99578067285-35.

Registro Eni fornisce ampie informazioni sulle proprie attività, inclusi gli obiettivi dell'organizzazione, l'appartenenza ad associazioni di categoria e imprenditoriali e le spese relative alle attività coperte dal Registro nell'anno precedente. In Italia, Eni è presente nei registri istituiti presso il Ministero delle Imprese e del Made in Italy (in precedenza Ministero dello Sviluppo Economico) e presso la Camera dei Deputati. Le spese connesse alle attività di lobbying in Italia sono riportate nel registro per la trasparenza del Ministero per le Imprese e il Made in Italy. La Camera dei Deputati pubblica relazioni annuali sull'attività delle imprese registrate. Negli Stati Uniti, tutte le attività e le spese rientranti nell'ambito del Lobbying Disclosure Act sono rendicontate su base trimestrale e sono disponibili al pubblico. Inoltre, ogni posizione pubblica presentata alle parti interessate e agli organismi di regolamentazione dell'USG (ad esempio SEC, BOEM - Bureau Ocean Energy Management) è pubblicata sui siti Web pertinenti di tali parti interessate e organismi di regolamentazione.

## TAX STRATEGY E TRASPARENZA NEI PAGAMENTI

La strategia fiscale di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della Società, 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" ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi dove Eni opera nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. La Tax Strategy aziendale prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi dove avviene l'operatività secondo le previsioni e lo spirito delle normative locali, e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive, fra le quali anche la localizzazione di legal entities nei cosiddetti paradisi fiscali. Eni ha implementato il Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO, 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). L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatto finanziario o reputazionale significativo (rischio fiscale). Nel 2024 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, sezione ▶ Contenziosi; tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione. Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità 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) quali il regime di adempimento collaborativo in Italia. 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, nel 2023 Eni è stata nominata Alternate Member del Board di EITI, il principale organo decisionale dell'iniziativa. Il Board decide le priorità per l'organizzazione e valuta i progressi dei Paesi nel soddisfare lo standard EITI. L'iniziativa EITI prevede il rispetto di precise aspettative (expectation) da parte delle società aderenti all'iniziativa che, a partire dal 2021, sono diventate anche un framework di valutazione di tali società, per identificare buone pratiche e opportunità di miglioramento. Nel 2024, facendo seguito alla valutazione svolta da EITI sul rispetto delle "Expectations for EITI supporting companies" (che ha evidenziato come Eni soddisfi interamente 7 aspettative e, parzialmente, ulteriori 2 su un totale di 9) Eni ha risposto alla richiesta di follow up di EITI comunicando l'adozione di misure di rafforzamento dell'attuale disclosure, in particolare rispetto al commodity trading, al fine di essere pienamente conforme a tutte le "expectation". A livello locale, inoltre, Eni partecipa attivamente alle iniziative promosse da EITI in 7 Paesi, sia direttamente attraverso i Multi Stakeholder Group istituiti nei Paesi aderenti a EITI, sia indirettamente mediante associazioni di categoria. In conformità alla Legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" (CbCR) previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G20, il cui obiettivo è la trasparenza sui profitti delle aziende multinazionali a beneficio delle amministrazioni finanziarie e sulla correlazione tra la base imponibile dichiarata in ciascuna giurisdizione e la solidità dell'attività economica sottostante, fornendo elementi conoscitivi sulla proporzionalità tra imposte e valore generato localmente. Nell'ottica di favorire una maggiore trasparenza in materia fiscale a beneficio di una più ampia platea di stakeholder, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni; nel 2024 è stata recepita in Italia la Direttiva EU n. 2021/2101 che prevede la pubblicazione obbligatoria di alcuni elementi del CbCR a partire dal periodo d'imposta 2025. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI. 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.

## CYBER SECURITY

La tematica cyber security è risultata materiale poiché l'operatività del Gruppo dipende in misura significativa dai sistemi informatici, inclusi quelli di terze parti, che supportano in maniera pervasiva tutti i processi aziendali. I suddetti sistemi sono esposti al rischio di malfunzionamenti, virus, accessi non autorizzati, sottrazione di informazioni sensibili che possono causare danni operativi, economici e reputazionali (per maggiori informazioni si veda la sezione ▶ Fattori di rischio e incertezza: rischi connessi al funzionamento dei sistemi informatici e alla sicurezza informatica).

# LA GESTIONE SOSTENIBILE DELLA CATENA DI FORNITURA

## IMPATTI, RISCHI e OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI

La strategia di Procurement di Eni si fonda sulla condivisione di valori, impegni e obiettivi con la supply chain, adottando un approccio sistemico e inclusivo. Questo approccio mira a coinvolgere tutti i livelli della catena di fornitura in un percorso di miglioramento continuo e sviluppo sostenibile, promuovendo principi di sostenibilità ambientale e sociale per accrescere la consapevolezza e favorire pratiche aziendali più responsabili. L'impatto positivo derivante da questa strategia si riflette sull'intera supply chain, migliorandone la competitività, e sulle attività di Eni stessa. In un contesto industriale sempre più orientato alla sostenibilità, Eni rafforza il proprio ruolo di leadership attraverso l'iniziativa Open-es, una piattaforma digitale e alleanza di sistema, con l'obiettivo di costruire una catena di fornitura più resiliente e sostenere un ecosistema imprenditoriale in linea con gli obiettivi di transizione sostenibile, che rappresentano un pilastro centrale della strategia di Eni.

## AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

La strategia di gestione sostenibile della catena di fornitura di Eni si basa sulla condivisione di valori, impegni ed obiettivi con la propria supply chain e si declina su tre pilastri: approccio sistemico e inclusivo, lo sviluppo e valorizzazione di best practice e la pervasività della sostenibilità nel processo di approvvigionamento. Il primo punta a coinvolgere ogni livello della catena di fornitura in un percorso di miglioramento e sviluppo sostenibile, condividendo obiettivi comuni e adottando un modello diversificato in funzione della maturità ESG delle imprese. Per coinvolgere l'intera catena del valore Eni, inoltre, promuove iniziative multi-stakeholder come Open-es, avviata da Eni con Boston Consulting Group e Google Cloud nel 2021, al fine di creare un'iniziativa comune tra il mondo industriale, finanziario e associativo per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni ESG a beneficio dell'intero tessuto imprenditoriale. Ad oggi, vi hanno aderito oltre 30 partner tra cui grandi realtà industriali, istituti finanziari e associazioni, e si sono registrate oltre 28.000 (incremento di oltre l'85% rispetto al 2023) imprese, di cui circa 7.000 appartenenti alla filiera Eni (italiana ed estera). Lo sviluppo e la valorizzazione di best practice consistono nel supportare i fornitori nell'adempimento delle diverse richieste in ambito ESG, fornendo strumenti a supporto del loro percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività. Tali iniziative consistono, in primis, nel fornire alle aziende strumenti di: (i) misurazione e miglioramento del grado di maturità ESG attraverso un percorso basato su metriche standard e allineate al contesto normativo e con il confronto con benchmark di settore, accedendo a piani di sviluppo personalizzati e a soluzioni offerte da realtà specializzate in ambito ESG; periodicamente sono realizzati eventi e programmi formativi gratuiti di sostenibilità; (ii) supporto finanziario tramite l'iniziativa "Sustainable Supply Chain Finance", avviata nel 2023, che consente ai propri fornitori di richiedere il pagamento anticipato delle fatture senza impatti sulle linee di credito, per incentivare il miglioramento del profilo ESG dell'impresa grazie alla sinergia con Open-es. Nel 2024 sono stati concessi anticipi di fatture per un ammontare complessivo di circa 90 milioni di euro. Eni, inoltre, offre ai propri fornitori prodotti e servizi a condizioni favorevoli, come ad esempio soluzioni per l'efficienza energetica e l'utilizzo del biocarburante HVOlution nei trasporti; (iii) valorizzazione delle eccellenze, tramite l'"HSE & Sustainability Supply Chain Award", al fine di condividere best practice in ambito ESG e premiare le imprese più distintive e innovative. Inoltre, nel 2024, Eni ha proseguito il programma di supplier diversity "Inclusion Development Partnership" lanciato nel 2023, per creare un parco fornitori più inclusivo e diversificato ed aumentare la partecipazione ai procedimenti di acquisto delle imprese di proprietà di individui provenienti da gruppi sottorappresentati. La pervasività ESG nel processo di procurement è rappresentata dall'integrazione dei principi di tutela ambientale, crescita sociale e sviluppo economico in ogni sua fase. Con questo approccio, Eni si è dotata del "Sustainable Supply Chain Framework", un meccanismo di governance che unisce obiettivi aziendali, requisiti legislativi, target e piani d'azione specifici che vanno ad incidere sul processo di procurement e più in generale sulla supply chain. Tale framework si concretizza in un presidio trasversale alle varie dimensioni di sostenibilità e con focus su tematiche ESG prioritarie, periodicamente individuate sulla base del piano strategico aziendale e dell'evoluzione del quadro normativo. In particolare, il presidio trasversale prevede: (i) la sottoscrizione da parte dei fornitori del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere i valori di Eni; tutti i nuovi fornitori sono valutati anche secondo criteri sociali[182]; (ii) periodici aggiornamenti di qualifica e due diligence al fine di minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura attraverso la verifica del posizionamento ESG dei fornitori, dell'affidabilità etico-reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e dell'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cyber security e diritti umani; (iii) logiche di assegnazione dei contratti sulla base anche delle caratteristiche ESG rilevanti per l'oggetto contrattuale; (iv) il monitoraggio periodico del rispetto degli impegni assunti e del comportamento del fornitore attraverso la gestione di feedback di performance; (v) la condivisione di azioni di miglioramento con il fornitore, qualora emergano criticità in qualsiasi fase del rapporto, e limitazione/inibizione alla partecipazione a gare, qualora non risultino soddisfatti dal fornitore gli standard minimi di accettabilità previsti. In aggiunta al presidio trasversale, anche nel 2024 in rela-

(182) Valutazione 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 simile).

zione ad alcune dimensioni ESG prioritarie per Eni (come cambiamento climatico, governance di filiera, diritti umani, dignità e uguaglianza, cyber security e safety) si è continuato a svolgere verifiche e approfondimenti dedicati e a utilizzare specifici criteri minimi per la valutazione delle offerte, oltre a clausole standard dedicate nei contratti. Particolare attenzione è stata dedicata ai temi risultati come materiali nella Value Chain: (i) cambiamento climatico: per i fornitori più emissivi, è stata avviata un'attività di engagement volta a garantire che dichiarassero le proprie emissioni Scope 1 e 2 e a loro supporto e, più in generale, di tutta la supply chain, è stato messo a disposizione, sulla piattaforma Open-es, uno strumento sviluppato con Accenture, gratuito e di facile utilizzo, dedicato alla quantificazione delle emissioni a livello aziendale; (ii) diritti umani dei lavoratori (si veda Lavoratori nella catena del valore di Eni); (iii) gestione responsabile della filiera: è stato condotto un assessment sui fornitori caratterizzati da filiere complesse con frequente ricorso al subappalto, per analizzare il livello di presidio della loro catena di fornitura, con l'obiettivo di responsabilizzare i principali player della catena di Eni nell'implementazione di una due diligence ESG nelle loro filiere. Nei casi in cui sono emerse significative carenze, sono stati definiti e condivisi piani di miglioramento e per le situazioni particolarmente critiche, è stata limitata alle aziende non conformi la partecipazione alle gare Eni. Per l'implementazione della strategia di Sustainable Supply Chain di Eni sono previste spese gestionali (non materiali) relative alle funzioni e al personale coinvolto, oltre che ai costi per audit in loco svolti da terze parti. Eni mira a rafforzare ulteriormente la gestione sostenibile della catena di fornitura, a tutti i livelli della filiera, fornendo strumenti che permettano ai fornitori di adottare e replicare il modello Eni, mantenendo un approccio sistemico e inclusivo. Si intende promuovere una maggiore responsabilizzazione dei partner commerciali diretti, soprattutto i grandi player del mercato, incoraggiandoli a svolgere regolarmente attività di due diligence sulle proprie terze parti e a presidiare attivamente le tematiche di sostenibilità ambientale e sociale lungo l'intera catena di approvvigionamento. Parallelamente, Eni si impegna a intensificare le verifiche interne sui subappaltatori e su tutte le realtà con cui intrattiene rapporti commerciali, con particolare attenzione ai contesti critici o ad alto rischio, adottando un approccio più rigoroso. Questo percorso è finalizzato a migliorare la capacità di identificare, prevenire e mitigare i rischi, rafforzando trasparenza e responsabilità condivisa lungo la filiera, nel breve e medio termine.

### PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE[(a)]

| | Unità di misura | 2024 |
|---|---|---|
| N° fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | (numero) | 7.512 |
| % di contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | (%) | 70 |
| % del valore dei contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | | 82 |

(a) I dati sono disponibili solo per il 2024, essendo nuovi indicatori monitorati da quest'anno.

## PRASSI DI PAGAMENTO DEI FORNITORI

In generale, la gestione dei pagamenti dei fornitori da parte di Eni avviene secondo criteri uniformi e procedure standardizzate, senza distinzione di tipologia, dimensione o ubicazione geografica.

Eni[183] prevede nei propri standard[184] un termine di pagamento ai fornitori pari a 60 giorni nei contratti stipulati in regime privatistico e 30 giorni per quelli ricadenti nell'ambito del Codice dei contratti pubblici (D.lgs. 36/2023)[185]. Per i tempi medi di pagamento dei fornitori di Eni SpA e delle società controllate italiane nel 2024 si veda Relazione sulla gestione/Altre Informazioni. Per il periodo oggetto di rendicontazione non risultano procedimenti giudiziari pendenti in Italia a carico di Eni SpA e società controllate italiane aventi ad oggetto ritardati pagamenti ai propri fornitori. Per maggiori informazioni si veda la Principi e criteri metodologici.

(183) In linea con l'approccio basato sulla trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014.
(184) Validi altresì per le società controllate per le quali Eni SpA svolge attività di approvvigionamento in maniera accentrata.
(185) I singoli contratti di Eni SpA e delle società controllate adottano tale termine, salvo eccezioni derivanti da eventuali previsioni normative applicabili al contratto o da specifiche esigenze di business.

# Principi e criteri metodologici

## INTRODUZIONE

La rendicontazione di sostenibilità è redatta su base consolidata di gruppo, approvata dal CdA e soggetta a revisione limitata. All'interno del Content Index sono dettagliate eventuali: (i) disclosure di informazioni qualitative e quantitative derivanti da altre legislazioni; (ii) indicatori entity specific come previsti dai principi ESRS ispirati all'Oil & Gas Sector standard del GRI e/o alla bozza di standard EFRAG di settore O&G o indicatori legati ad obiettivi strategici; (iii) disclosure di informazioni contenute nella Relazione sulla Gestione; (iv) l'utilizzo di eventuali phase-in. Per quanto riguarda i Minimun Disclosure Requirements (MDR), quelli relativi alle policy sono trattati nella sezione Politiche: Codice Etico e sistema normativo; quelli relativi alle azioni e target sono approfonditi all'interno dei capitoli specifici, mentre quelli relativi alle metriche all'interno della sezione Metriche: metodologie di riferimento. Si segnala che all'interno dei capitoli tematici ci si riferisce alla parola "target" nel caso siano rispettati i criteri ESRS, altrimenti ci si riferisce ad impegni Entity-Specific.

### Perimetro di rendicontazione

La rendicontazione di sostenibilità è stata redatta in conformità agli European Sustainability Reporting Standards e alla guida implementativa EFRAG IG 2 "Value chain" che richiede un perimetro di rendicontazione allineato a quello finanziario[186] e, ove richiesto, tale perimetro è opportunamente esteso alle realtà sotto il controllo operativo[187] definito secondo i criteri stabiliti dall'Allegato II dell'atto delegato CSRD e dalla guida implementativa EFRAG sopra menzionata. In particolare, per gli indicatori emissivi, il perimetro comprende, oltre alle società controllate, anche fattispecie di attività che ancorché non controllate da Eni sono riflesse nella rendicontazione finanziaria ed in particolare: (i) le joint operation sia contrattuali che societarie, le cui attività sono oggetto di rilevazione proporzionale nel bilancio consolidato; (ii) le attività rilevate a fronte delle chiamate fondi di spettanza operate da parte delle società che svolgono il ruolo di operatore unico dei contratti petroliferi (c.d. operating companies); (iii) nonché le attività associate ai contratti di leasing. Per dette realtà non controllate le emissioni sono considerate limitatamente alla quota di possesso laddove non operate; al contrario, qualora operate viene riportata anche la componente emissiva riferita alla interessenza di terzi (non consolidata)[188]. Le altre società collegate, le joint venture e altre entità rilevanti sulle quali Eni SpA non esercita il controllo operativo, non sono incluse nella rendicontazione, se non per alcuni KPI specifici che richiedono le informazioni della catena del valore (come le emissioni Scope 3). A questa vista, al fine di assicurare la comparabilità con il settore e presentare i progress rispetto agli obiettivi strategici, vengono affiancate anche le viste operate e su base equity (si veda al riguardo il paragrafo Metriche: metodologie di riferimento). Per quanto riguarda le informazioni ambientali, al fine di assicurare comparabilità e qualità dell'informazione richiesta dagli ESRS, per tutti i topic E2, E3, E4 ed E5 i dati quantitativi sono presentati sulla base di un perimetro operato a cui è affiancata separatamente[189] la quota delle informazioni ambientali riferibili a realtà non controllate e operate da terzi (es. joint operation, contrattuali o societarie). Per quanto riguarda gli standard sociali, il perimetro di riferimento per la propria forza lavoro si riferisce alle società consolidate integrali, al netto degli indicatori di salute e sicurezza che si riferiscono ad un perimetro operato in linea con le best practice di riferimento. Per quanto riguarda gli indicatori relativi alle comunità, ci si riferisce a quelle in cui Eni svolge il ruolo di operatore nonché ad alcune joint venture in cui Eni ha un ruolo rilevante nella gestione degli stakeholder locali. Per approfondimenti sui singoli KPI si veda Metriche: metodologie di riferimento. In caso di acquisizioni societarie avvenute nel corso dell'anno di rendicontazione, le informazioni riportate riguardano i mesi di competenza e, in caso di cessione/dismissione di società nel corso dell'anno, le informazioni sono state riportate relativamente ai soli mesi effettivi di competenza. Alla luce dei cambiamenti normativi e degli standard di rendicontazione e dei nuovi perimetri di rendicontazione, i dati di confronto sono stati rideterminati, per quanto ragionevolmente fattibile.

### Criteri di redazione

Le **informazioni quantitative** sono individuate a valle dell'analisi di materialità, e sono raccolte su base annuale; si riferiscono al periodo 2024 e, ove già raccolto e pubblicato lo scorso anno, è stata affiancata anche la vista 2023. In generale, i trend relativi agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2024 costituiscono la migliore valutazione possibile con i dati disponibili al momento della redazione

(186) Per le partecipazioni di Eni si rinvia alla sezione ▶ Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024 degli Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA. Inoltre i rifeirmenti alle classificazione societarie (come controllate, consolidate integrali, Joint operation, ecc.) si riferiscono alle definizioni IFRS e IAS come descritte nel paragrafo ▶ Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi delle note al bilancio consolidato.
(187) Tra i criteri più rilevanti per l'identificazione del controllo operativo si citano l'esistenza di un documento contrattuale, la piena autorità di dirigere le attività operative e la piena autorità di gestire le relazioni della società/sito/asset e introdurre e implementare le policy operative.
(188) Analogamente sono riportate al 100% anche le emissioni delle società controllate congiuntamente (joint venture) e collegate quando è presente un controllo operativo.
(189) I dati riferiti a realtà non operate sono raccolti attraverso appropriati flussi informativi elaborati da terze parti operatori dell'asset specifico.

del presente prospetto. In caso di ricorso a stime, o di utilizzo di orizzonti temporali differenti da quelli degli ESRS, queste sono approfondite nelle Metriche: metodologie di riferimento. I dati 2023, relativamente agli aspetti ambientali (incluse le emissioni con vista operata) sono stati riesposti per allinearsi al nuovo criterio operato. La maggior parte delle informazioni quantitative sono raccolte e aggregate automaticamente tramite software aziendali e inviate a una piattaforma dedicata per il tracciamento e l'approvazione dei dati. Relativamente al periodo oggetto di rendicontazione, non si segnalano informazioni omesse in quanto oggetto di proprietà intellettuali, know-how o classificate come sensibili, a meno del reference value del target relativo al Net Promoter Score. Non si riportano inoltre errori (e relative correzioni) da segnalare rispetto alla precedente edizione dell'informativa. Laddove rilevante, alcune informazioni si riferiscono anche alla **catena del valore** a monte e a valle. Ciò include una valutazione di materialità degli impatti, rischi e opportunità (IRO) lungo la catena del valore (Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità). Eventuali IRO con effetto sulla Value chain sono indicati sia nella sezione di materialità sia nella disclosure di riferimento del tema specifico. Quando policy, target, azioni o metriche si riferiscono anche ad attori della VC, questo è indicato nella sezione di riferimento.

## POLITICHE: CODICE ETICO E SISTEMA NORMATIVO

Il Codice Etico, rinnovato nel 2020, esprime 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. Tali valori supportano la società nella definizione dell'assetto di amministrazione e controllo adeguato, nell'adozione di un sistema efficace di controllo interno e gestione dei rischi e nella comunicazione con gli azionisti e altri stakeholder. Insieme ai valori, il Codice contiene principi generali e norme di comportamento concrete, che forniscono una guida pratica nell'operatività aziendale, rivolgendosi ai membri degli organi sociali di amministrazione e controllo e ai dipendenti di Eni e delle società controllate, e a tutte le terze parti, quali fornitori, partner commerciali ed industriali (è stato redatto tenendo conto delle prospettive degli stessi). Il documento sottolinea, anche, l'impegno di Eni nel rispetto dei Diritti Umani nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti umani, le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali nonché nel rispetto dei Voluntary Principles on Security and Human Rights. Altri riferimenti considerati sono gli SDGs ed il Paris Pledge; per assicurare una comprensione capillare, il Codice viene diffuso e promosso attraverso varie azioni, fra cui un'attività di formazione specifica e la traduzione nelle lingue dei Paesi in cui Eni opera. La versione aggiornata del documento è consultabile nei siti internet e intranet di Eni SpA e delle società controllate. Il Codice Etico è stato elaborato con il coinvolgimento del management ed è stato approvato dal CdA di Eni SpA, su proposta dell'AD d'intesa col Presidente, sentito il parere del Collegio Sindacale e del Comitato Controllo e Rischi. Il Codice Etico costituisce un riferimento per Il Sistema normativo, i cui diversi elementi sono richiamati all'interno della sezione Politiche dei capitoli tematici. In particolare, sono citate tre tipologie fondamentali di documenti le cui caratteristiche[190] sono:

i. **Policy ECG**: si tratta di documenti pubblici (ad eccezione della Policy Privacy e data protection), applicabili ad Eni SpA e alle sue società controllate, le cui "Linee Fondamentali" sono approvate dal CdA di Eni SpA mentre le "Modalità Applicative" sono approvate dal Process Owner[191], che è responsabile del disegno e della relativa adeguatezza nel tempo, mentre il management e tutte le persone di Eni sono tenuti ad applicare le normative e a porre in atto iniziative per prevenire e individuare irregolarità e/o atti fraudolenti. Inoltre, gli Assurance Provider (ossia le funzioni aziendali di 2° e 3° livello di controllo così come individuate dalla normativa ENRICH – Eni Risk and Internal Control Holistic framework – quali, ad es. Compliance Integrata, Internal Audit, Risk Management Integrato, ecc.) supportano il Process Owner sia nella identificazione e valutazione dei principali rischi, sia nella definizione e implementazione di adeguati sistemi di gestione degli stessi e monitorano, per competenza, l'adeguatezza e l'operatività dei controlli posti a presidio dei principali rischi.

ii. **Posizionamenti pubblici**: si tratta di posizioni societarie pubbliche su temi specifici, proposte dai Process Owner di competenza, con approvazione di AD o CdA.

iii. **Management System guidelines**: si tratta di documenti facenti parte del Sistema Normativo (di cui la MSG "Anti-Corruzione" e l'Alle-

(190) In caso di coinvolgimento di stakeholder esterni, questi sono esplicitati, ove rilevante.
(191) Il Process Owner è responsabile del disegno e della relativa adeguatezza nel tempo degli strumenti normativi di propria competenza. Il Process Owner ECG approva le modalità applicative delle Policy ECG e relative Global Procedure, Company Procedure di Eni SpA e Operating Instruction Professionali; il Process Owner di Processo approva le MSG di processo e relative Global Procedure, Company Procedure di Eni SpA e Operating Instruction Professionali. Il Process Owner valuta le richieste di deroga avanzate dalle società controllate. Nel caso in cui il ruolo di Process Owner venga attribuito a più soggetti, competenti per processi/tematiche Ethics, Compliance & Governance, viene istituito il Comitato dei Process Owner. Nella tabella riportata nella pagina successiva ci si riferisce ai Process Owner in qualità di responsabili delle funzioni citate.

gato "Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate" sono pubblici), applicabili ad Eni SpA e alle sue società controllate, la cui approvazione è in capo al Process Owner[192], e redatti attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder interni, in accordo agli aspetti di competenza. Di seguito vengono riportati i riferimenti dei documenti normativi e posizionamenti citati nella RdS.

| POLICY E CORPO NORMATIVO INTERNO | |
|---|---|
| **Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni (S1, S2, S3, S4, G1)** | Riferimenti: UNGPs, Linee guida dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro, Dichiarazione Universale dei Diritti Umani, Nazioni Unite (NU) e Linee Guida OCSE; principi del Global Compact dell'ONU e dell'International Finance Corporation (IFC) Performance Standards, Convenzione sui Popoli Tribali e Dichiarazione dell'ONU sui Diritti dei Popoli Indigeni; Voluntary Principles on Security and Human Rights e Basic Principles on the Use of Force and Firearms by Law Enforcement Officials dell'ONU. |
| **Policy ECG Privacy e data protection (S4)** | Riferimenti: Regolamento (UE) 2016/679 relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati; D.lgs. 196/2003 Codice Privacy; Linee guida 07/2020 sui concetti di titolare del trattamento e di responsabile del trattamento ai sensi del GDPR. |
| **Policy ECG Consumer Protection & Green Claims (S4)** | Riferimenti: Direttiva 2005/29/CE relativa alle pratiche commerciali sleali; Direttiva 2006/114/CE relativa alla pubblicità ingannevole e comparativa; Direttiva (UE) 2019/2161 per una migliore applicazione e una modernizzazione delle norme dell'Unione relative alla protezione dei consumatori; Direttiva 2024/825/UE; Proposta di Direttiva della Commissione Europea del 22 marzo 2023 c.d. "Substantiating Green Claims". |
| **Policy ECG Diversity & Inclusion (S1)** | Riferimenti: Convenzione ONU sui diritti delle persone con disabilità, art. 27, 2006 Convenzione ONU per l'eliminazione di ogni forma di discriminazione nei confronti delle donne (CEDAW) del 1979; Carta dei Diritti Fondamentali dell'Unione Europea, Women's Empowerment Principles (and Gender Based Violence and Harassment at Work Policy Template) Prassi di Riferimento UNI/PdR 125/2022. |
| **Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro (S1)** | Riferimenti: Convenzione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro n. 190 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro, adottata a Ginevra il 21 giugno 2019 nel corso della 108ª sessione della Conferenza generale della medesima Organizzazione; Raccomandazione n. 206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro; Legge n. 4 del 15 gennaio 2021 di ratifica ed esecuzione della Convenzione dell'Organizzazione internazionale del lavoro n. 190 sull'eliminazione della violenza e delle molestie sul luogo di lavoro. |
| **POSIZIONAMENTI PUBBLICI** | |
| **Posizionamento di Eni sull'acqua (E3)** | Applicabile a tutte le società operate da Eni, approvato dal CEO e di competenza per la gestione operativa del Process Owner HSEQ. Riferimenti: Water Mandate, iniziativa del Segretariato ONU, a cui Eni ha aderito nel 2019. |
| **Posizionamento Eni sulla Biodiversità e Servizi Ecosistemici (E4)** | Applicabile a tutti i siti operativi di Eni e fornita ai contrattisti e ove, applicabile, ai fornitori (upstream value chain) in tutti i Paesi e lungo tutto il ciclo di vita dei progetti; Consultati gli stakeholder a livello corporate e a livello di sito per la redazione della policy. Riferimenti: Convenzione sulla Diversità Biologica; approvato dal CEO e di competenza per la supervisione generale al Process Owner biodiversità e per la gestione operativa del Process Owner HSEQ. |
| **Eni's No-Go Commitment (E4)** | Applicabile alle Oil and gas exploration and development activities approvato dal CEO. Riferimenti: UNESCO World Heritage List. |
| **Posizione di Eni sulle biomasse (E4)** | Applicabile ad Eni SpA e alle sue controllate; approvata da un tavolo tecnico. Eni si impegna a collaborare con gli stakeholder ed esperti in materia per migliorare le proprie conoscenze e assicurare all'interno della compagnia l'implementazione degli standard più avanzati (rispetto alle biomasse utilizzate). Riferimenti: Obiettivi al 2030 del Recast della Direttiva RED (Direttiva 2018/2001). |
| **Eni's responsible engagement on climate change within business associations (G1)** | Applicabile ad Eni SpA e controllate; approvata dal Top management. |
| **Posizione Eni sui conflict minerals (S2)** | Applicabile ad Eni SpA e controllate Dirigente Preposto. Riferimenti: Normativa degli Securities and Exchange Commission (SEC) degli Stati Uniti. |
| **Codice di condotta fornitori (S2, G1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; la responsabilità di applicazione è esterna ad Eni, che presidia i fornitori ed effettua azioni su quei fornitori che palesano comportamenti difformi rispetto a quelli previsti dal codice condotta fornitori. Riferimenti: Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP), le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali e i Voluntary Principles on Security & Human Rights; coinvolto un cluster di fornitori per la redazione del documento. |
| **MANAGEMENT SYSTEM GUIDELINE (MSG) E ALLEGATI** | |
| **HSE e Allegati (E1, E2, E3, E4, E5, S1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner HSEQ. Riferimenti: CEO Water Mandate (iniziativa pubblico-privata lanciata dall'ONU nel 2007); Aqueduct; Norma ISO 14001:2015; ISO 45001:2018; Direttiva 2008/98/CE; D.lgs.152/2006; Direttiva 2008/50/CE; Direttiva 2010/75/CE; Norma UNI EN 13725; 50001:2011. |
| **Risorse Umane (S1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Risorse Umane e Organizzazione. Riferimenti: Dichiarazione Tripartita dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro - OIL; Normativa in materia di Privacy e Data Protection. |
| **Commerciale (S4)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Gas Portfolio, Commerciale e Marketing Enilive, Business Unit Versalis, Retail Italian Market Plenitude. |
| **Anti-Corruzione (G1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Compliance Integrata. Riferimenti: legge anti-corruzione e leggi anti-riciclaggio italiana e vigenti nei Paesi di attività (incluse la Convenzione delle Nazioni Unite contro la corruzione, la Convenzione dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico sulla lotta alla corruzione dei pubblici ufficiali stranieri nelle operazioni economiche internazionali, lo US Foreign Corrupt Practices Act, lo UK Bribery Act e il D.lgs. 8 giugno 2001, n. 231) e le migliori guidance e best practice in materia di sistemi di gestione anti-corruzione. |
| **Allegato Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate (G1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Internal Audit. Riferimenti: Direttiva (UE) 2019/19371 e dalle relative leggi di recepimento, Sarbanes-Oxley Act del 2002. |
| **MSG Salute (S1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Salute. Riferimenti: Norma ISO 14001:2015. |
| **MSG Procurement (S2, G1)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Procurement. Riferimenti: Leggi anti-corruzione e antiriciclaggio vigenti nei Paesi di attività; Normative e strumenti nazionali e internazionali applicabili, linee guida e best practice che hanno lo scopo di prevenire le violazioni in materia di Diritti Umani (es. UNGPs, le Linee guida OCSE e la Dichiarazione OIL sui principi e i diritti fondamentali del lavoro). |
| **Impresa Responsabile e Sostenibile (S3)** | Applicabile a Eni SpA e controllate; Process Owner Sostenibilità. Riferimenti: Carta internazionale dei diritti umani; Dichiarazione sui Principi e i Diritti fondamentali nel Lavoro dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL), Convenzioni specifiche particolarmente inerenti alle attività di Eni, quali: Core Human Rights Treaties, ovvero i seguenti Trattati internazionali ed i relativi Protocolli, come definiti dall'Alto Commissariato ONU per i Diritti Umani; Linee guida OCSE destinate alle imprese multinazionali; IFC Performance Standard 1, 2, 5 e 7; ISO 26000 - Guida alla Responsabilità Sociale. |

(192) Ad eccezione della MSG "Anti-Corruzione" che è approvata dal CdA di Eni SpA e dell'Allegato "Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate" approvato dal Collegio Sindacale di Eni SpA quale Audit Committee ai sensi della normativa SOA.

# METRICHE: METODOLOGIE DI RIFERIMENTO

## PERIMETRO ENERGIA E CLIMA

Per la rendicontazione delle emissioni GHG, si considerano i seguenti perimetri di riferimento:

i. un perimetro che include Eni SpA, le società controllate, i contratti di leasing rilevanti, e la propria quota di possesso in Joint Operation (incorporate e non incorporate) e nelle Operating company (che hanno un trattamento contabile assimilabile alle joint operation). A queste, secondo gli standard ESRS, viene aggiunta l'integrazione al 100% delle Joint Operation operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da Joint Venture e Associate operate.
ii. un perimetro operato, in linea con le practise di settore, che include Eni SpA, le società controllate, i contratti di leasing rilevanti e prevede la contabilizzazione del 100% delle Joint Operation operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da Joint Venture e Associate operate.
iii. un perimetro equity "entity specific", che include Eni Spa, e tutte le società controllate, a controllo congiunto e collegate (operate e non operate) contabilizzate in quota equity. Tale perimetro è utilizzato per le metriche sottese ai target di decarbonizzazione di medio-lungo termine di Eni.

Per quanto riguarda i dati relativi all'energia si considera:

a. un perimetro operato, che include Eni SpA, le società controllate, il 100% dei dati delle JO operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da JV e Associate operate;
b. un'integrazione relativa alla propria quota di possesso in joint operation non operate e la propria quota di partecipazione nelle operating company.

Inoltre, ci sono alcuni indicatori entity specific, connessi ai target della strategy, per cui si utilizza un perimetro calcolato in quota equity della produzione upstream, coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol e IPIECA). Per tali indicatori vengono anche considerate le joint venture e le associate in quota.

Tale perimetro non si applica al KPI della capacità installata da fonti rinnovabili, calcolato in base equity e che si riferisce principalmente a Plenitude.
Per quanto riguarda i dati relativi ai crediti di carbonio, il perimetro è rappresentato dai crediti acquistati da Eni SpA e società controllate.
Per quanto riguarda la sezione "brevetti e innovazione" i dati sono rendicontati considerando Eni SpA e le società controllate consolidate integralmente.

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| **CAMBIAMENTO CLIMATICO** | |
| **Emissioni & processo di raccolta dati** | **CONFINI OPERATIVI E METODOLOGIE DI CONTABILIZZAZIONE**: in linea con i riferimenti normativi e coerentemente con i principali standard internazionali (standard WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative Standard e best practice di settore), le emissioni di GHG sono rendicontate per tutte le fonti emissive rilevanti, considerando i seguenti gas: $CO_2$, $CH_4$, $N_2O$ [Gli altri gas serra (HFCs, PFCs, SF6, NF3), sulla base dell'analisi condotta sui dati disponibili, non sono ritenuti significativi (in linea con il settore O&G), in quanto pesano circa lo 0,1% sul totale GHG]. La conversione delle emissioni in $CO_2$eq. viene effettuata tramite l'applicazione dei GWP - 100 anni, riportato nel 6° Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR6 – 29,8 per $CH_4$, 273 per $N_2O$). Le emissioni sono classificate in dirette (Scope 1), indirette Scope 2 (secondo l'approccio location based e market based) ed indirette Scope 3.<br>**Processo di raccolta dati e reporting, QA/QC e Sistema di controllo interno**: Eni ha implementato un processo di raccolta, contabilizzazione e rendicontazione delle emissioni di GHG basato sui seguenti elementi:<br>· Sono applicate specifiche procedure per la raccolta dei dati in coerenza con la struttura organizzativa della Società, individuando con chiarezza ruoli, responsabilità e tempistiche di rendicontazione. I dati vengono raccolti con cadenza mensile/trimestrale secondo un approccio bottom-up: gli operatori GHG di siti e strutture all'interno dei confini operativi inseriscono i dati nel sistema informativo centralizzato di Eni. Successivamente tali dati vengono validati dalle linee di business e consolidati a livello centrale, attraverso regole e procedure interne ad Eni finalizzate a garantire l'accuratezza e la coerenza dei dati sulle emissioni.<br>· Sono state implementate procedure tecniche interne per l'identificazione delle fonti materiali di emissione di GHG e per l'identificazione di metodologie comuni per il calcolo delle emissioni di GHG a livello bottom-up. Le metodologie di misura, calcolo e stima sono ampiamente ispirate al protocollo WBCSD GHG, IPIECA O&G Guidance e API Compendium. Per quanto riguarda il livello di incertezza associato ai dati di attività (consumi) ed ai fattori emissivi, sono implementate, ove possibile, adeguate misure che ne consentono la minimizzazione, quali: (i) l'applicazione di standard normati ed il ricorso a laboratori accreditati per le analisi delle caratteristiche dei combustibili al fine della determinazione dei fattori emissivi; (ii) l'utilizzo di strumentazione di misura, tarata e calibrata periodicamente in accordo agli standard internazionali, per la contabilizzazione dei consumi energetici (dati di attività).<br>· Sono stati implementati strumenti centralizzati per garantire un corretto calcolo delle emissioni di gas serra a livello bottom-up. Gli strumenti informativi sono gestiti a livello centrale in linea con le procedure ICT di Eni e sono soggetti a verifica periodica da terze parti al fine di garantire omogeneità nel calcolo delle emissioni tra tutte le società incluse nel perimetro di consolidamento (minimizzando il rischio di errore), ed una corretta gestione degli utenti abilitati ai sistemi, coerentemente con le procedure ICT implementate da Eni.<br>· Sono inoltre adottati ulteriori strumenti di QA/QC per garantire la completezza ed accuratezza del dato. In particolare: (i) il perimetro di consolidamento è soggetto a revisione periodica al fine di verificare i criteri di inclusione/esclusione; (ii) sono condotte verifiche periodiche sugli scostamenti significativi dei dati rispetto al periodo di reporting precedente e formalizzate le cause; (iii) sono condotte verifiche relative all'interfacciamento tra i diversi applicativi nei quali sono gestiti i dati che concorrono alla generazione del dato emissivo di GHG; (iv) sono previsti audit interni periodici su vari livelli, che coprono anche i dati sulle emissioni di GHG.<br>Le azioni a supporto della verifica di qualità dei dati sono formalizzate nell'ambito del sistema di controllo interno che, in linea con quanto già implementato nell'ambito delle informazioni finanziarie, è esteso anche alle informazioni di carattere non finanziario. La robustezza della contabilizzazione è infine garantita dai processi di certificazione di terza parte sui dati emissivi. |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| Emissioni dirette Scope 1 | Le emissioni di GHG Scope 1 provengono da fonti proprie o controllate dal Gruppo Eni, tra cui: le emissioni associate alla generazione di energia elettrica necessaria per le operazioni (incluse quelle connesse all'esportazione di energia elettrica verso siti Eni fuori perimetro), trattamento e compressione del gas, lavorazione dei prodotti petroliferi. Le emissioni di GHG Scope 1 sono classificate nelle seguenti categorie: (i) **Combustione e processo**: Emissioni GHG da combustione stazionaria, sorgenti mobili e operazioni di processo industriale; (ii) **Flaring**: Emissioni GHG derivanti dalla combustione controllata di idrocarburi in torcia. Rientrano in questa tipologia di sorgente le emissioni derivanti da routine flaring, non routine flaring e flaring di emergenza (safety flaring); (iii) **Venting**: Emissioni GHG da venting nelle operazioni di esplorazione e produzione Olio e Gas, nella generazione di energia elettrica e nel trasporto di gas (ad esempio: quantitativo di $CO_2$ e $CH_4$ contenuto all'interno dei gas incombusti scaricati attraverso aperture di sfiato e $CO_2$ di giacimento associato all'estrazione di idrocarburi); (iv) **Fuggitive ($CH_4$)**: Perdite involontarie negli impianti, in apparecchiature come pompe, valvole, tenute dei compressori, ecc. Il calcolo delle emissioni deriva dalla misurazione/stima dei dati di attività (es: combustibile consumato, energia elettrica, distanza percorsa). In base alla loro origine fisica i dati sono tratti da: (i) registrazioni dei contatori di carburante; (ii) bollette, ad es. per il consumo di energia elettrica; (iii) misura diretta (come i LDAR per le emissioni fuggitive); (iv) altre modalità utilizzate in alcuni siti e strutture di Eni. I fattori di emissione utilizzati vengono calcolati considerando la composizione chimica del gas oppure derivano da fonti di letteratura. In particolare: (i) per le installazioni ricadenti nel campo di applicazione dello schema Emissions Trading, si fa riferimento al Regolamento EU-ETS 2018/2066: tabella dei parametri standard nazionali per l'anno 2024. Rivisto e pubblicato dal Ministero per la Transizione Ecologica, applicato a: gas naturale, GPL, gas combustibile di raffineria, gas derivato dal petrolio, gas flare; (ii) per tutte le altre installazioni i principali riferimenti di letteratura sono le linee guida IPCC e l'API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry 2009/2021 per $CO_2$, $CH_4$ e $N_2O$. Nei siti e nelle strutture Eni in cui è in atto un programma LDAR (Leak Detection and Repair Program), le emissioni fuggitive di $CH_4$ vengono stimate, riportate e monitorate attraverso misurazioni periodiche. I fattori di emissione derivano principalmente da standard API o EPA (es. Protocollo EPA n. 453) e le emissioni vengono espresse in $tCO_2$eq./anno. Nei siti in cui il programma LDAR non è ancora in atto, le emissioni fuggitive sono stimate a partire dal censimento dei componenti (valvole, flange, ecc) oppure dalla produzione di olio e gas, attraverso fattori di emissione standard (API Compendium). Le emissioni di $CO_2$ di origine biogenica Scope 1 vengono riportate separatamente; ammontano a 0,22 e 0,27 $MtCO_2$eq. rispettivamente nel 2023 e 2024 e fanno riferimento alla combustione di biomasse ed a processi di produzione di biometano nelle installazioni Eni.<br>La percentuale di emissioni Scope 1 coperte da schemi ETS è calcolata considerando le installazioni Eni ricadenti in EU/UK ETS e le emissioni delle installazioni Eni in Kazakhstan e Australia (Paesi dove è in vigore uno schema ETS). |
| Volumi di idrocarburi inviati a flaring | L'indicatore misura il volume di idrocarburi inviato in torcia per la combustione (flaring). In particolare, si distingue tra volumi di idrocarburi totali inviati a flaring e volumi inviati a flaring di routine nel settore Upstream, che include attività routinarie sui pozzi, negli impianti di trattamento gas/olio, nelle stazioni di compressione in caso di gas in eccesso. |
| Emissioni indirette Scope 2 | Rientrano in questa categoria le emissioni GHG derivanti dalla generazione di energia elettrica, vapore, riscaldamento e raffreddamento, acquistati da terzi e consumati da Eni. Le emissioni sono rendicontate secondo i seguenti approcci:<br>· Location Based – approccio basato sul mix energetico medio del Paese da cui viene acquistata energia elettrica di terze parti; la fonte di riferimento per i fattori di emissione di Scope 2 da acquisti di energia elettrica è il database Emission Factors pubblicato periodicamente da IEA, che riporta fattori specifici per ogni Paese;<br>· Market Based – approccio basato su dati specifici relativi alla fornitura di energia elettrica tenendo conto della quota di energia elettrica rinnovabile, del mix residuale del Paese e di strumenti contrattuali a sé stanti o in abbinamento a contratti di fornitura. Le emissioni associate alle forniture da fonti non rinnovabili o non coperte da garanzie di origine rinnovabile sono calcolate applicando ove disponibili coefficienti emissivi relativi alla fornitura specifica, al mix residuo o, in assenza di tali informazioni, sul mix energetico del Paese di riferimento. La principale fonte di riferimento per i fattori di emissione del mix residuale è la pubblicazione AIB 2023 (Association of Issuing Bodies – European Residual Mixes).<br>I fattori di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette da acquisti di vapore sono derivati dall'API Compendium. Le emissioni di $CO_2$ di origine biogenica Scope 2 non sono stimate in quanto ritenute non significative. |
| Emissioni indirette Scope 3 | Rientrano in questa categoria le emissioni GHG connesse alla catena del valore Eni, non contabilizzate come emissioni di Scope 1 o di Scope 2. Sulla base del Protocollo GHG del WBCSD/WRI, del Corporate Value Chain (Scope 3) accounting and reporting Standard e dello standard IPIECA, le emissioni indirette di GHG di Scope 3 sono classificate in categorie e rendicontate sulla base di un'analisi di significatività, in relazione alle attività di Eni. Per il Settore Oil & Gas, l'unica categoria ritenuta significativa (~93% sul totale) è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici venduti (cat.11). Per questa categoria le emissioni sono stimate in accordo con il criterio del volume netto IPIECA (Net Volume Accounting), utilizzando come dato di attività la produzione di idrocarburi equity Upstream, ed assumendo che l'intera produzione venduta di petrolio e gas naturale sia consumata nel corso del 2024. Il calcolo delle emissioni (tramite fattori emissivi ISPRA) comprende delle assunzioni in merito alla destinazione finale dei prodotti venduti. Il dato si assume interamente calcolato sulla base di dati di attività primari (nello specifico dati di produzione venduta di idrocarburi). Le altre categorie non sono riportate in quanto ritenute non significative (7% del totale Emissioni Scope 3, pari a 195, $MtCO_2$eq. di cui ~1,2% Cat.1, ~1,2% Cat.10 e ~3% Cat.15). Relativamente a Joint Venture, Associate, in value chain e non, sono state considerate solamente le emissioni Scope 1 e 2.<br>Le emissioni di $CO_2$ biogenica Scope 3 sono stimate pari a circa 2 e 3,1 $MtCO_2$eq. e nel 2023 e 2024 e fanno riferimento alla combustione dei biocarburanti venduti ed alla combustione del biometano immesso in rete, calcolate sulla base di fattori DEFRA. |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| Intensità di metano | **Intensità emissiva di metano upstream**: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in $m^3$ di $CH_4$ e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream. |
| Altri indicatori emissivi | **Net Carbon Footprint Eni**: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS).<br>**Net Carbon Footprint Upstream**: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset Upstream operati da Eni e da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da NCS.<br>Nel 2024, i coefficienti Global Warming Potential (GWP) per la conversione in $CO_2$ equivalente sono stati aggiornati ai valori pubblicati da IPCC AR6. La serie storica è stata coerentemente revisionata. |
| Indicatori Lifecycle | **Net GHG lifecycle emissions:** L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute 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. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS). A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendiconta 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 associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.<br>**Net carbon Intensity:** L'indicatore è calcolato come rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni, contabilizzate su base equity. |
| Capacità installata da rinnovabili | 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. |
| Bioraffinazione | **Capacità di Bioraffinazione**: Capacità massima autorizzata di lavorazione all'impianto Ecofining di ciascuna bioraffineria.<br>**Produzione venduta di biocarburanti**: La produzione delle bioraffinerie è espressa in termini di HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) secondo la definizione fornita nelle normative di riferimento e comprende tutte le frazioni di HVO producibili: HVO gasolio, HVO jet, HVO nafta e HVO GPL. Per la classificazione delle produzioni bio si fa riferimento agli articoli/commi dedicati delle direttive rinnovabili EU (Renewable Energy Directive e correlate), e disposizioni nazionali di recepimento (es. per l'Italia i Decreti legislativi di attuazione), per le produzioni vendute in Europa e alle disposizioni EPA (Environmental Protection Agency of the USA, tra cui Renewable Fuel Standard Program) per le produzioni vendute negli Stati Uniti. |
| Produzione di energia da fonti rinnovabili | Energia elettrica prodotta dallo sfruttamento di una fonte rinnovabile (eolica, solare, moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). |
| Crediti di carbonio | Certificati generati su base volontaria mediante un progetto di riduzione o assorbimento/rimozione delle emissioni. Un credito di carbonio equivale a 1 tonnellata metrica di $CO_2$ equivalente. Eni utilizza crediti di carbonio di alta qualità, certificati secondo i più elevati standard internazionali sia per la componente di mitigazione del cambiamento climatico (come il Verified Carbon Standard - VCS) sia per il contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile SDG (quali il Sustainable Development Verified Impact Standard - SD VISta e Climate, Community and Biodiversity- CCB).<br>Per gli obiettivi netti di decarbonizzazione di Eni sono considerati i crediti dai progetti sostenuti da Eni e i crediti dei clienti Plenitude (in quota Eni). Una quota parte dei crediti dei clienti Plenitude relativa al consumo di gas fatturato da ottobre a dicembre dell'anno di rendicontazione è stimata e verrà invece compensata entro ottobre dell'anno successivo. |
| Energia | **Energia consumata**: il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in Tep - (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) i consumi di tutti i singoli vettori energetici vengono convertiti in MWh e la loro somma rappresenta il bilancio energetico Eni. In particolare, i parametri considerati sono: (i) **Consumo totale di energia** (come somma del **Consumo di energia fossile** e del **Consumo di energia rinnovabile**); (ii) il **Consumo di energia fossile** è a sua volta dato dalla somma di Consumo di carburante da petrolio allo stato naturale e prodotti petroliferi, Consumo di carburante proveniente da gas naturali, Consumo di carburante da altre risorse fossili e Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da fonti fossili; (iii) il **Consumo di energia rinnovabile** è a sua volta dato dalla somma di Consumo di carburante da fonti rinnovabili, compresa la biomassa, Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da risorse rinnovabili e Consumo di energia rinnovabile non combustibile, autoprodotta. Viene inoltre rappresentata la **Produzione di energia non rinnovabile**, come produzione totale di fonti primarie. |

## PERIMETRO DATI AMBIENTALI

Per le informazioni relative agli altri standard ambientali (E2, E3, E4, E5) si fa riferimento ai i seguenti perimetri: (i) un perimetro operato, che include Eni SpA, le società controllate, i contratti di leasing rilevanti, il 100% dei dati delle JO operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da JV e Associate operate; (ii) un'integrazione relativa alla propria quota di possesso in joint operation non operate e la propria quota di partecipazione nelle operating company. Le spese (CapEx e OpEx) riportate per tutti i dati ambientali fanno riferimento al perimetro operato da Eni.

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| **INQUINAMENTO** | |
| Emissioni in aria | **NOx**: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc., comprese emissioni di NO ed $NO_2$, ed escluse $N_2O$. **SOx:** emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di $SO_2$ ed $SO_3$. **NMVOC:** emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PM:** emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard. I dati per questi inquinanti corrispondono alle emissioni totali e non a quelli oltre le soglie del regolamento europeo E-PRTR.<br>**Altri inquinanti E-PRTR**: si riferiscono ai valori di ulteriori inquinanti che hanno superato la soglia di emissione indicata nell'Allegato II del Reg. 166/06 - EPRTR in almeno 2 siti Eni in Europa, con dati riferiti al solo 2023.<br>La rendicontazione delle emissioni in aria e in acqua segue attualmente una combinazione di misurazioni dirette, calcoli e altri metodi di stima, privilegiando l'uso di dati misurati laddove disponibili, in particolare per le sorgenti soggette a monitoraggio diretto. Per le emissioni in aria, che includono generalmente le emissioni convogliate, disciplinate da prescrizioni autorizzative che impongono il rispetto di Valori Limite di Emissione e, di conseguenza, il monitoraggio secondo le normative e lo standard EU BREF sul monitoraggio. Alternativamente, le emissioni vengono stimate prevalentemente sulla base dei dati di consumo di combustibile o dei flussi inviati alla combustione, utilizzando fattori di emissione appropriati. Per le emissioni non convogliate, in particolare per i Composti Organici Volatili Non Metanici, le stime derivano dai risultati di campagne di rilevamento e riparazione delle perdite e dall'applicazione di algoritmi riconosciuti, come quelli utilizzati per la stima delle emissioni diffuse. |
| Emissioni in acqua | In relazione agli inquinanti negli scarichi idrici, gli scarichi finali sono oggetto di monitoraggi secondo prescrizioni autorizzative e derivano da misurazione effettuate con metodologie di campionamento e analisi certificate. Per quanto attiene i contaminanti emessi nelle acque, in ogni sito Eni, esiste il piano di campionamento degli scarichi che, dove non indicato diversamente da specifiche autorizzazioni o da esigenze operative e di controllo, prevede per ogni punto di scarico le analisi per i parametri significativi e tipici, effettuata nel rispetto delle normative e delle metodologie esistenti o di linee guida aziendali.<br>**Altri inquinanti E-PRTR**: si riportano inoltre i valori di ulteriori inquinanti che hanno superato la soglia di emissione applicabile indicata nell'Allegato II del Reg. 166/06 - EPRTR in almeno 2 siti Eni, con dati riferiti al solo 2023.<br>In linea con lo standard ESRS E2-4, di seguito sono riportati i quantitativi annuali di ulteriori inquinanti emessi rispettivamente in aria e in acqua dai siti che hanno superato la soglia di emissione applicabile indicata nell'Allegato II del Reg. 166/06 - EPRTR. |
| Spill | **Oil spill**: 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. I volumi sversati vengono stimati, dalle diverse realtà operative di Eni, utilizzando modelli di calcolo specifici e in funzione dei parametri operativi monitorati. Si segnala che gli eventi riportati nel presente documento sono solo quelli che hanno determinato sversamenti maggiori di 1 barile.<br>**Chemical spill:** sversamento di un prodotto chimico di processo o di servizio pericoloso per l'uomo o per l'ambiente, inclusi i fluidi di perforazione o NADFs, esclusi i prodotti petroliferi naturali o derivati di raffinazione e rifiuti petroliferi, occorso durante la normale attività operativa. I volumi sversati vengono stimati, dalle diverse realtà operative di Eni, utilizzando modelli di calcolo specifici e in funzione dei parametri operativi monitorati. |
| **GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE** | |
| Acqua | **Prelievi idrici totali**: somma dell'acqua di mare, dolce (da acque superficiali, da acquedotto e da sottosuolo), salmastra, industriale da terzi, ivi compreso il vapore e le condense, acque meteoriche utilizzate nel ciclo industriale, da TAF e ogni altro flusso idrico in ingresso al sito e utilizzato nel ciclo industriale.<br>**Consumi idrici totali:** differenza tra acque in ingresso e acque in uscita, riconducibile a evaporazione, acqua associata ai prodotti e ai trattamenti (es. ai fanghi derivanti dagli impianti di trattamento acque) e a perdite incontrollate (es. perdite da rete di distribuzione). Contribuiscono ai flussi in ingresso al sito, oltre alle acque prelevate, le acque meteoriche non utilizzate e ogni altro flusso idrico in ingresso, anche se non utilizzato nel ciclo industriale. In uscita dal sito sono conteggiati sia gli scarichi idrici attraverso fognatura, impianto di trattamento, autobotte o qualsiasi altro metodo il cui recettore finale sia l'ambiente, sia i flussi destinati a utilizzatori terzi, quali le acque demi/industriali o il vapore. I reflui destinati a bacini evaporativi o scaricati in formazioni geologiche profonde vanno a contribuire ai consumi.<br>**Scarichi idrici totali:** somma di acqua di mare scaricata e di acqua dolce scaricata o ceduta a terzi. Misurazione diretta tramite misuratori di portata; calcolo come somma degli scarichi verso tutte le diverse destinazioni.<br>**Acqua dolce riciclata o riutilizzata:** acqua già utilizzata una prima volta ad uso industriale reimpiegata una o più volte nel ciclo produttivo/sito industriale prima dello scarico previo eventuale trattamento. Il quantitativo indicato tiene conto sia dei volumi impiegati sia del numero di volte in cui tale quantitativo viene impiegato.<br>**Percentuale di acqua dolce riciclata o riutilizzata:** percentuale di acqua dolce riciclata o riutilizzata rispetto alla somma delle acque dolci riciclate o riutilizzate e delle acque dolci prelevate.<br>**Acqua di produzione reiniettata**: acque di formazione o di strato associate all'olio estratto e prodotte con esso (onshore e offshore) reiniettate (EOR) o iniettate a scopo disposal. |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| Tipologia acqua | **Acqua di mare**: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg/l.<br>**Acqua salmastra**: acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) compresi tra 2.000 mg/l e 30.000 mg/l.<br>**Acqua dolce**: acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg/l.<br>**Acqua da TAF**: rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.<br>La stima dei volumi è effettuata per misurazione diretta tramite flussimetri; altri approcci prevedono una stima in base della capacità delle pompe e del tempo di funzionamento (ad es. per l'acqua di mare) o ancora, i volumi vengono stimati sulla base del consumo fatturato. Si specifica che tale stream è compreso nel computo dei prelievi di acque dolci, quando presente. |
| **BIODIVERSITÀ** | |
| Sovrapposizioni | **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 (anche parzialmente) i confini di una o più aree protette o KBA a fine anno.<br>**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 fine anno.<br>**Numero di concessioni Upstream in "sovrapposizione" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas**: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, 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.<br>**Numero di concessioni Upstream in "adiacenza" ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA):** concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, 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. Fonti: World Database on Protected Areas WDPA, World Database of Key Biodiversity Areas WDKBA, dati a disposizione con l'adesione a Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme - World Conservation Monitoring Center). Limitazioni da considerare: (i) a livello globale esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, con possibili conseguenti duplicazione nell'analisi; (ii) i database delle aree protette o prioritarie pur essendo aggiornate, potrebbero non essere completi per ogni Paese. |
| Area (ettari) del sito/concessione | Per il calcolo dell'area di un sito e della sua sovrapposizione con aree protette si procede importando i dati geografici (i limiti del sito e della concessione di interesse) e i layer delle aree protette da fonti ufficiali (WDPA, WDKBA) in formato vettoriale (es. shapefile) e si verifica che tutti i dati siano nello stesso sistema di riferimento spaziale. L'area del sito viene calcolata (in ettari) utilizzando le funzioni di geometria del GIS e, per determinare la sovrapposizione con le aree protette, si esegue un'intersezione tra i layer, misurando l'area in sovrapposizione (in ettari) e, se utile, esprimendola in termini percentuali rispetto alla superficie totale del sito. |
| **USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE** | |
| Rifiuti totali | **Somma** di **Rifiuti da attività produttiva** e di **Rifiuti da attività di bonifica**. In particolare:<br>• **Rifiuti da attività produttiva**: includono tutti i rifiuti derivanti da attività connesse all'attività produttiva. Sono inclusi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. Sono inclusi i rifiuti derivanti dalla manutenzione degli impianti, degli edifici e delle aree utilizzati per lo svolgimento delle attività produttive. Sono esclusi i rifiuti derivanti da attività di bonifica o comunque non connessie all'attività produttiva;<br>• **Rifiuti da attività di bonifica**: comprendono quelli da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto;<br>• **Rifiuti non riciclati**: somma di quelli avviati a discarica, ad incenerimento o ad altro smaltimento;<br>• **Rifiuti pericolosi**: classificati in base alla legislazione locale e, ove non disponibile, sulla base dei riferimenti della Convenzione di Basilea e dalla Decisione della Commissione Europea 2000/532/EC del 3 maggio 2000.<br>Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato per l'attività. 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.<br>La disclosure del recupero, diviso tra preparazione per il riutilizzo, riciclo e altro recupero, non è disponibile poiché sui documenti di legge è riportata la prima operazione cui i rifiuti sono sottoposti, che in genere non si ricollega univocamente alle categorie suddette. Un eventuale dettaglio sarebbe quindi frutto di stime e forti approssimazioni di scarsa qualità. |

## PERIMETRO DATI SOCIALI

Per le informazioni relative alla propria forza lavoro (diverse da quelle relative a sicurezza) si rappresenta un perimetro che include Eni SpA e le società controllate consolidate integralmente. Per le informazioni relative alla Sicurezza si hanno i seguenti perimetri di riferimento:

a. un perimetro operato, che include Eni SpA, le società controllate consolidate integralmente, il 100% dei dati delle JO operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da JV e Associate operate;
b. un perimetro volontario "Entity Specific" in linea con i dati presentati nei precedenti report di sostenibilità su cui è definito il target.

Le spese (CapEx ed OpEx) riportate per dati sicurezza fanno riferimento alla prima vista. Relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale, il perimetro include Eni SpA, le società controllate, le società operate, nonché alcune joint venture in cui Eni ha un ruolo rilevante nella gestione degli stakeholder locali. Relativamente ai dati riferiti a Security è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni. Relativamente alle informazioni quantitative alla formazione anti-corruzione e per i fascicoli di segnalazione, il perimetro include Eni SpA e le società controllate.

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| **I DIRITTI UMANI PER ENI** | |
| Severe Human Right Incidents | Gli Incidenti gravi in materia di diritti umani, trattati nei vari capitoli sociali,sono stati calcolati sulla base dei casi individuati nel 2024 attraverso grievance mechanism e segnalazioni whistleblowing. Per quanto riguarda i casi concernenti la forza lavoro di Eni e i lavoratori della catena del valore, sono stati considerati i casi attendibili di lavoro forzato, tratta di esseri umani, lavoro minorile e salute e sicurezza. Non sono pervenuti grievance o segnalazioni rilevanti e attendibili in ambito di comunità locali o consumatori finali. Ai fini di un progressivo miglioramento della qualità e della completezza del dato, per i prossimi anni si valuterà l'opportunità di estendere il perimetro di riferimento. |
| **FORZA LAVORO DI ENI** | |
| Dipendenti | La metodologia utilizzata è quella dell'head count. I dati relativi all'occupazione differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.<br>**Lavoratori a tempo indeterminato/determinato:** rapporto di lavoro subordinato a tempo indeterminato/determinato che si svolge con durata ordinaria piena della prestazione secondo quanto previsto dalla legge o dai contratti collettivi di lavoro.<br>**Lavoratori full-time**: rapporto di lavoro subordinato che si svolge con durata ordinaria piena della prestazione secondo quanto previsto dalla legge o dai contratti collettivi di lavoro.<br>**Lavoratori part-time a tempo indeterminato/determinato**: rapporto di lavoro subordinato a tempo indeterminato/determinato che si svolge con durata oraria della prestazione ridotta rispetto a quella ordinaria prevista dalla legge o dai contratti collettivi di lavoro; possono essere contratti di part-time verticale, orizzontale o misti.<br>**Tasso di turnover:** rapporto tra il numero di dipendenti a tempo indeterminato che hanno lasciato l'azienda nell'anno di riferimento e il numero totale di dipendenti a ruolo a tempo indeterminato dell'azienda nell'anno -1.<br>**Lavoratori non dipendenti:** si riferisce al personale somministrato in Italia e all'estero, calcato con il metodo dell'head count. Non vi rientrano i lavoratori autonomi che, avendo alla base un contratto di fornitura di prestazioni professionali, rientrano tra i fornitori.<br>**Età media delle persone Eni:** somma dell'età dei dipendenti Eni nel mondo rapportato al totale del numero dei dipendenti nel mondo. |
| Ore di formazione | Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle aree Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job.<br>**Ore medie di formazione:** ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.<br>**Formazione sui diritti umani**: ore fruite dai dipendenti in corsi dedicati.<br>**Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani**: percentuale calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.<br>**Spese totali formazione:** totale dei costi sostenuti per le attività formative progettate e/o acquistate sia da Eni corporate University che dalle aree di Business/Società di Eni a favore dei dipendenti.<br>**Spesa media per formazione per dipendenti full-time:** spesa totale di formazione divisa il numero medio di dipendenti nell'anno. |
| Sviluppo | **Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance:** la percentuale fa riferimento al numero di dipendenti a cui è stata assegnata una scheda obiettivi (con riferimento a dirigenti, quadri e giovani laureati).<br>**Dipendenti coperti da review annuale**: la percentuale fa riferimento al numero di dipendenti coperti da review annuale (il dato si riferisce esclusivamente a dirigenti quadri e giovani laureati ripartiti tra uomini e donne). |
| Ore lavorate | Ore lavorate dal personale dipendente o ore lavorate da personale contrattista, come somma delle ore contrattuali e degli straordinari, al netto delle ferie, delle assenze per malattie e dei permessi non recuperati. Per il personale operante su piattaforme e su navi si assume convenzionalmente il numero di 12 ore per ogni giorno a bordo, come indicato da indirizzi di settore (IOGP), e per il personale operante su navi metaniere 24 ore. In molte realtà aziendali, il KPI è calcolato da sistemi di rilevazione delle presenze. In assenza di metodi più precisi, le ore lavorate possono essere calcolate per ogni lavoratore sulla base dell'orario contrattuale settimanale. |
| Segnalazioni | **Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani:** relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate e non fondate/non accertabili/not applicable). Le segnalazioni anonime, per loro natura, non state considerate ai fini del calcolo delle segnalazioni relative ai dipendenti. |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| Congedo parentale | Il tasso di utilizzo del congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che lo hanno utilizzato nell'anno e il numero dei dipendenti che hanno diritto all'utilizzo di congedo parentale (100% dei dipendenti Eni). |
| 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. Sia in Italia che all'estero, per 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, con esclusione degli accordi individuali. Per questo indicatore si considerano i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). |
| Remunerazione e Salari | **Il Total Remuneration Ratio (rapporto tra la retribuzione dell'AD/DG e la mediana dipendenti)** è calcolato come rapporto del dipendente più pagato dell'organizzazione e la mediana degli altri dipendenti, a livello globale, sulla remunerazione fissa e sulla remunerazione complessiva che dal 2024 include benefit in kind e allowance.<br>Il **Gender Pay Gap** è calcolato come differenza tra la remunerazione media oraria della popolazione maschile e la remunerazione media oraria di quella femminile diviso la remunerazione media oraria della popolazione maschile; la paga oraria è ottenuta dividendo le retribuzioni annuali di uomini e donne per un numero di ore annuali convenzionale. Il gender pay gap è calcolato sulla remunerazione fissa e sulla remunerazione complessiva che dal 2024 include benefit in kind e allowance.<br>**I salari minimi** sono definiti per legge nei vari Paesi o, ove non previsti, dai contratti collettivi nazionali separatamente per ciascun Paese. Vengono calcolati per la categoria retributiva più bassa, ossia con riferimento alla retribuzione fissa e complessiva dei dipendenti di livello operaio o, per i Paesi in cui Eni non ha operai, di livello impiegatizio. |
| **SALUTE E SICUREZZA** | |
| Sicurezza | **Infortuni totali registrabili:** somma di infortuni sul lavoro (LTI), Limitazioni al lavoro (RWDC) e Trattamenti medici (MTC).<br>**TRIR**: indice di frequenza infortuni totali registrabili (numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo). Per maggiore leggibilità, il rapporto viene moltiplicato per 1.000.000.<br>**Fatality index**: indice con al numeratore il numero di infortuni mortali verificatisi ed al denominatore le ore lavorate nello stesso periodo. Per maggiore leggibilità, il rapporto viene moltiplicato per 100.000.000.<br>**Near miss:** 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 fortunose 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 incidenti.<br>Per la valutazione dei KPI infortunistici, 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.<br>**Contrattisti:** si considerano tutti gli indicatori relativi a contrattisti/subcontrattisti o Partners Tecnologici operanti esclusivamente in modalità contrattuale 1 o 2 come di seguito definite:<br>• **Modalità 1:** il contrattista/subcontrattista o Partner Tecnologico fornisce personale, processi, mezzi, materiali e attrezzature per l'esecuzione del contratto di servizi/lavori sotto la supervisione, istruzioni e sistema di gestione HSE di Eni. Il contrattista/subcontrattista ha un suo sistema di gestione HSE per fornire la garanzia che il personale per il quale è responsabile sia qualificato e idoneo per il lavoro, e che i processi, i mezzi, materiali e attrezzature che fornisce siano idonei e adeguatamente sottoposti a manutenzione e adeguati allo scopo del contratto. Questa modalità richiede il reporting delle performance HSE.<br>• **Modalità 2:** il contrattista/subcontrattista o Partner Tecnologico fornisce personale, processi, mezzi, materiali e attrezzature per l'esecuzione del contratto, sotto il proprio sistema di gestione HSE, fornendo le necessarie istruzioni e supervisione e verificando l'adeguato funzionamento del suo sistema. Questa modalità richiede interfaccia o collegamenti (bridging) con il sistema di gestione Eni e il reporting delle performance HSE. Eni è responsabile di verificare la generale efficacia dei controlli gestionali HSE messi in atto dal contrattista, incluse le sue interfacce con i subcontrattista, e assicurando che i sistemi di gestione HSE, sia di Eni che del contrattista, siano compatibili. |
| Salute | **Numero di casi di malattie professionali registrabili della propria forza lavoro:** numero di denunce di malattia professionale.<br>**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 delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione 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 e cancerogeni (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). Altre tipologie di rischio che possono dar luogo, nell'ambiente di lavoro, a malattie professionali sono: (iv) rischi ergonomici (es. di malattia: patologie muscolo-scheletriche); (v) rischi psicosociali (es. di malattia: disturbo dell'adattamento). Questa lista è in linea con l'ILO List of Occupational Diseases.<br>**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:** indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. |
| Eventi di process safety | 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 e Tier 3 (meno gravi). |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| **COMUNITÀ LOCALI** | |
| Identificazione Comunità Locali | Tramite gli studi ESHIA, condotti prima dell'inizio delle attività di business sono definite: l'Area di influenza, ovvero l'area all'interno della quale le attività del progetto possono potenzialmente influenzare le risorse/recettori e all'interno della quale devono essere valutati i potenziali impatti (sia diretti che indiretti) e l'Area di studio che deve essere studiata nel processo, al fine di comprendere e caratterizzare adeguatamente lo scenario di riferimento. In particolare, in questi studi condotti tenendo conto delle diverse caratteristiche delle attività di business, vengono mappate sia le comunità che vivono o lavorano nei pressi delle operations come anche quelle presenti nelle aree di influenza. |
| Investimenti per lo sviluppo locale | L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate da Eni a favore del territorio per promuovere lo sviluppo delle comunità nei contesti operativi. Il dato si riferisce a tutte le realtà di Eni, includendo realtà non operate da Eni. |
| Attività di resettlement | Per quanto riguarda gli eventuali spostamenti economici e fisici relativi a reinsediamenti involontari temporanei o permanenti, Eni adotta pienamente lo standard di performance numero 5 dell'IFC in ogni progetto di sviluppo realizzato. |
| Security | **Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani:** l'indicatore include 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.<br>**Personale di Security che ha ricevuto formazione sui Diritti Umani:** rapporto tra il Numero del Personale di Security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui Diritti Umani e il Numero totale del Personale di Security (famiglia professionale).<br>**Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani:** percentuale calcolata come 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".<br>**Numero di Paesi con guardie armate:** l'indicatore è relativo al numero di Paesi di presenza Eni dotati di guardie armate. |
| Grievance | Il numero di grievance totali corrisponde al numero di grievance pervenuti all'azienda da parte di soggetti ricorrenti.<br>Il numero di grievance risolti corrisponde al numero di grievance per cui l'azienda e il soggetto ricorrente hanno concordato una proposta di risoluzione, indipendentemente dall'anno in cui tale grievance è stato espresso. |

## PERIMETRO BUSINESS CONDUCT

Relativamente agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione si fa riferimento a Eni SpA, alle società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), alle società partecipate, in virtù di specifici accordi e alle terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. Relativamente agli indicatori relativi ai fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG, il perimetro di analisi si riferisce all'ambito coperto dalla MSG Procurement. Per quanto riguarda i dati relativi ai casi di corruzione accertati con licenziamenti o provvedimenti si fa riferimento a Eni SpA e alle società controllate. Il dato relativo ai tempi medi di pagamento dei fornitori è calcolato con riferimento ad Eni SpA e alle società controllate per le quali le attività di pagamento dei fornitori sono svolte in maniera accentrata da Eni SpA. Infine, per quanto riguarda i procedimenti giudiziari dovuti a ritardi di pagamento e pendenti nell'anno di rendicontazione il dato è riferito ad Eni SpA e società controllate italiane.

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| **BUSINESS CONDUCT** | |
| Prassi di pagamento verso i fornitori | Il tempo medio di pagamento dei fornitori è calcolato con riferimento ad Eni SpA e le società controllate per le quali le attività di pagamento dei fornitori sono svolte in maniera accentrata da Eni SpA. Il numero di procedimenti giudiziari per ritardi nei pagamenti è rilevato con riferimento ai casi relativi a somme riconosciute e non contestate (nel merito e/o nel loro ammontare) da Eni al fornitore e pendenti in Italia; l'informazione include i contenziosi pendenti nell'anno di rendicontazione, anche se avviati precedentemente o conclusi nel corso dell'anno. Il dato si riferisce ai procedimenti riguardanti contratti di approvvigionamento per l'acquisto di beni, l'esecuzione di lavori e la fornitura di servizi, nell'ambito del quadro normativo e gestionale interno in materia di procurement (Management System Guidelines Procurement) e stipulati da Eni SpA e dalle sue società controllate italiane (vedasi elenco), fatta eccezione per le seguenti società, per cui il dato non risulta attualmente disponibile: Agenzia Giornalistica Italia SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Eni Insurance SpA, Eni West Africa SpA, Enimoov SpA, Finproject SpA, Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA - in liquidazione, Mater-Agro Srl, Mater-Biotech SpA, Matrìca SpA, Novamont SpA, REWAVE S.r.l., SeaPad SpA, Tecnofilm SpA. Il dato include anche contenziosi relativi a contratti non più attivi o scaduti nell'anno di rendicontazione. La Società sta strutturando un processo per fasi che consenta di ampliare il perimetro della propria analisi (e in particolare del dato richiesto da ESRS G1-6 DP 33 a) e c)). |
| Anti-corruzione/ Trasparenza | **Interventi di audit (con verifiche anti-corruzione):** interventi di audit nell'ambito dei quali sono effettuate anche verifiche ad attività a rischio anti-corruzione così come definito dagli strumenti normativi Eni in materia.<br>**Casi di corruzione accertati**: 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.<br>**Paesi con partecipazione di Eni ai multi-stakeholder group EITI:** Paesi di presenza in cui Eni partecipa alle iniziative EITI sia direttamente che indirettamente (a livello di associazioni di categoria) ai Multi-stakeholder Group costituiti a livello locale. |

| DATAPOINT | METODOLOGIA |
|---|---|
| Fornitori | **N° fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG**: numero di fornitori iscritti sulla piattaforma Open-es.<br>**% di contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG**: Rapporto tra il totale del numero dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il numero totale dei contratti attivi.<br>**% del valore dei contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG**: Rapporto tra il totale del valore dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il valore totale dei contratti attivi.<br><br>Le metriche fanno riferimento alle attività di engagement svolte nei confronti dei fornitori gestiti nell'ambito della MSG Procurement da Eni SpA e le sue controllate. Sono escluse dall'ambito di applicazione gli approvvigionamenti extra MSG Procurement di: materie prime, semi-lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia), servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (ad esempio oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento), utilities del processo di produzione (ad esempio energia elettrica, idrogeno), servizi di sito da/a società coinsediate nello stesso sito industriale, finalizzati a garantire il regolare svolgimento delle attività produttive, servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva), prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti, certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi), titoli minerari, servizi o prodotti finanziari, beni immobili (terreni e fabbricati, ivi incluse le locazioni), contratti di intermediazione, contratti di joint venture, incarichi di assistenza legale stragiudiziale e tecnica nell'ambito del diritto societario e/o in materia di corporate governance, incarichi per servizi notarili, contratti di assicurazioni, incarichi a broker assicurativi e compagnie assicurative e riassicurative, contratti con gli operatori della rete commerciale, accordi di co-marketing e partnership commerciali, registrazione e/o acquisto di domini internet, contratti di collaborazione con persone iscritte all'ordine dei giornalisti, contratti per l'acquisto di informazioni e "data package" inerenti a dati connessi con l'attività esplorativa (es. dati geofisici, geologici, etc.) direttamente da compagnie petrolifere di Stato e/o Enti Governativi, Compagnie Concessionarie o proprietarie dei dati, limitatamente a "bid-round" urgenti, incarichi ad advisor finanziari per operazioni di merger & acquisition, project financing e capital market, incarichi relativi a pareri in materia amministrativo-contabile/fiscale e di incarichi per assistenza giudiziale nell'ambito del contenzioso tributario, incarichi inerenti a casi di emergenza ai fini della tutela della salute, della sicurezza, dell'ambiente e dell'incolumità pubblica disposti direttamente dalle posizioni aziendali competenti (Datori di Lavoro), contratti/accordi di sponsorizzazione, contratti/accordi relativi a iniziative no-profit, acquisti di spazi espositivi, incarichi a legali esterni, incarichi di consulenza tecnica in ambito giudiziale e stragiudiziale, accordi di collaborazione/cooperazione R&D, contratti per l'acquisizione da terze parti di licenze d'uso e brevetti relativi all'area di ricerca e sviluppo o per la concessione di una licenza d'uso e la cessione della proprietà di know-how Eni, incarichi, sia in ambito giudiziale sia stragiudiziale, di assistenza legale e tecnica in materia di lavoro, sindacale e previdenziale, contratti di lavoro e contratti di somministrazione di lavoro, servizi a supporto delle attività di orientamento, reperimento ed employer branding, acquisizione di attività formativa erogata da enti esterni presso le proprie sedi e rivolta indistintamente al pubblico, contratti di acquisto di beni e servizi di security, incarichi di revisione legale dei conti e altri incarichi strettamente connessi alle attività di revisione legale dei conti, fatta eccezione per la stipula degli eventuali accordi quadro che vengono sottoscritti dalla funzione approvvigionamenti di Eni SpA, contratti stipulati con i componenti esterni degli Organismi di Vigilanza, altre forme di contratti di collaborazione oltre a quelle sopra elencate, incarichi ad avvocati e professionisti, singoli o associati, per assistenza specialistica stragiudiziale e incarichi di consulenza tecnica in ambito stragiudiziale, di competenza della funzione Compliance Integrata; incarichi in relazione a tematiche regolatorie. |

# ALLEGATI ALLA TASSONOMIA EUROPEA

## 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 tali principi, 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 6,1% 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** | **812** | **4.601** | **88.797** |

La quota del fatturato di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera a), del Regolamento (UE) 2020/852 "KPI fatturato" è calcolata rapportando i ricavi netti ottenuti da prodotti o servizi associati ad attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore) ai ricavi consolidati del Gruppo (denominatore). Il fatturato è relativo ai ricavi derivanti da contratti con la clientela e pertanto comprende gli 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: a) IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) e iii); b) IAS 38 "Attività immateriali", punto 118, lettera e), sottopunto i); c) 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 10,6% delle attività ammissibili ed allineate di 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'esercizio delle voci dell'attivo "Immobili, Impianti e Macchinari", "Attività Immateriali" 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. I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (operazioni di reverse factoring) sono stati rilevati nell'ambito degli incrementi di immobili, impianti e macchinari sia nel denominatore sia nel numeratore, ove applicabile, ai fini del calcolo del CapEx KPI.

SPESE IN CONTO CAPITALE

| (mln €) | Attività allineate | Attività ammissibili | Totale Gruppo |
|---|---|---|---|
| Incrementi attività Materiali e Immateriali | 980 | 388 | **8.485** |
| Goodwill acquisito | | | **33** |
| Incrementi Diritto di utilizzo beni in leasing | 11 | 13 | **2.114** |
| Aquisizioni/Variazione area di consolidamento | 116 | | **2.731** |
| Altri incrementi | 115 | 18 | **2.172** |
| A dedurre | | | |
| Goodwill acquisito | | | **(33)** |
| **Totale Spese c/capitale** | **1.222** | **419** | **15.502** |

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 15,9% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese operative delle attività ammissibili e delle 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 | 12 | 36 | 178 |
| Spese operative | 270 | 367 | 4.131 |
| **Totale spese operative** | **282** | **403** | **4.309** |

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 preparazione 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 e operazioni di reverse factoring, 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 (monobusiness), mentre per le società pluribusiness 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 determinati 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 comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili di proprietà, 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. Tali voci su

base consolidata rappresentano il denominatore al quale rapportare le spese operative delle attività allineate alla Tassonomia per la determinazione del KPI OpEx. In linea con le disposizioni del Regolamento, le spese operative per l'acquisto di prodotti abilitanti o relative a singole misure che consentono alle attività obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto sono state riconosciute dalle attività economiche di 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;
- 3.17 produzione di plastiche in forma primaria: produzione di polietilene e di stirenici ottenuti dalla trasformazione dei monomeri (attività ammissibile); attività di produzione di resine e materie plastiche ottenute da feedstock rinnovabili (attività allineata);
- 4.1 produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica: impianti fotovoltaici di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna, Stati Uniti, Australia, Kazakhstan e Francia;
- 4.3 generazione di e.e. eolica: impianti di generazione elettrica a partire dall'energia eolica installati sulla terraferma di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna e Kazakhstan;
- 4.8 generazione di e.e. da bioenergia: produzione di energia elettrica da biomassa mediante impianti di taglia piccola (inferiori a 2 MW di potenza installata) operativi in Italia;
- 4.10 attività di sviluppo di impianti di accumulo di energia in Italia e Stati Uniti;
- 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;
- 5.7/5.8 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, nonché produzione di compost. Tali attività sono ammissibili anche per l'obiettivo dell'economia circolare (2.5 recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio);
- 5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della $CO_2$: stoccaggio permanente della $CO_2$ 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 HyNet 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 europeo svolta dalla controllata Plenitude.

In esito alla verifica dei TSC di ciascuna attività economica Eni ammissibile, alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della dichiarazione CSRD le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico e rispettano i criteri DNSH.

### 3.17. PRODUZIONE DI PLASTICHE IN FORMA PRIMARIA

L'attività economica comprende: (i) la produzione resine, in particolare poliesteri e copoliesteri biodegradabili e compostabili in tutto o in parte derivati da materie prime rinnovabili; (ii) la produzione di materie plastiche biodegradabili e compostabili, ovvero miscele di resine in tutto o in parte derivate da materie prime rinnovabili. Si tratta delle linee di produzione della Novamont, il cui controllo è stato acquisito nel quarto trimestre 2023. L'attività economica "fabbricazione di materie plastiche in forme primarie" è un'attività di transizione di cui all'articolo 10, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2020/852 se soddisfa i criteri di vaglio tecnico descritti al punto 3.17 del regolamento (UE) 2021/2139.

*Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

Per la valutazione del contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici è stato applicato il criterio c) relativo all'attività 3.17 come statuito dal Regolamento UE 2021/2139, di seguito riportato: c) derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili e le emissioni di gas serra nel loro ciclo di vita sono inferiori alle emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle materie plastiche equivalenti in forma primaria fabbricate a partire da combustibili fossili. Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita sono calcolate utilizzando la raccomandazione 2013/179/UE o, in alternativa, la norma ISO 14067:2018 o ISO 14064-1:2018. Le emissioni di gas serra quantificate nel ciclo di vita sono verificate da una terza parte indipendente. La biomassa agricola utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 5, della direttiva (UE) 2018/2001. La biomassa forestale utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 6 a 7, di detta direttiva. In tale ambito sono stati individuati i prodotti chimici derivati dagli idrocarburi equivalenti alle resine e alle materie plastiche derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili. Tali prodotti chimici equivalenti sono stati individuati considerando l'equivalenza chimica, in termini di composizione, e l'equivalenza di famiglie chimiche di appartenenza. Per entrambe le linee di prodotto l'equivalente derivato dagli idrocarburi è il PBAT. Successivamente sono state calcolate le emissioni dei prodotti dell'attività Novamont e dell'equivalente da idrocarburi sulla base della metodologia Life Cycle Thinking che include tutte le fasi delle rispettive catene di fornitura (approvvigionamento, lavorazione, trasporto e smaltimento). Questa analisi ha confermato il rispetto dell'enunciato criterio lettera "c" della Tassonomia.

**Non arrecare danno significativo ("DNSH")**

*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Per la valutazione del principio di non arrecare un danno significativo all'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici e per le analisi di esposizione al rischio fisico si rinvia al paragrafo "Rischi fisici" della RDS, dove è descritta la metodologia Eni di identificazione, valutazione e mitigazione dei rischi fisici degli attivi. Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di plastiche in forma primaria non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 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 climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 3.17 e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 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.

**Non arrecare danno significativo ("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 3.17 e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 4.8. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A PARTIRE DALLA BIOENERGIA

*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.

**Non arrecare danno significativo ("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 3.17 e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. a partire dalla bioenergia non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 4.10. ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

*Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività consiste nella costruzione e gestione dell'accumulo di energia elettrica, compreso l'accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio.

**Non arrecare danno significativo ("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 3.17 e ha concluso che le installazioni Eni di accumulo di e.e. non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 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 le bioraffinerie di Gela e di Venezia.

*Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

Ciascun lotto di HVO prodotto nel 2024 è stato analizzato sulla base delle materie prime utilizzate in input e delle emissioni di processo per verificare il contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. I volumi di HVO prodotti utilizzando colture alimentari e foraggere 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 95% dell'HVO prodotto contribuisce a ridurre di almeno il 65% le emissioni di $CO_2$ 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.

**Non arrecare danno significativo ("DNSH")**

*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici degli impianti di produzione (Gela e Venezia) in base alla metodologia descritta al punto 3.17, e ha concluso che l'attività presso Gela è esposta al rischio di stress idrico. È in corso il piano di monitoraggio del rischio idrico.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

## 5.12. STOCCAGGIO GEOLOGICO PERMANENTE SOTTERRANEO DI $CO_2$

L'attività riguarda la realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico permanente di HyNet nel Regno Unito, che utilizzerà i giacimenti di gas naturale Eni esauriti localizzati nella Liverpool Bay. Il servizio di stoccaggio della $CO_2$ sarà offerto a operatori locali 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 $CO_2$ presso i giacimenti di gas naturale esauriti di Eni nell'offshore di fronte Ravenna. L'hub è in fase di costruzione.

*Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici*

L'attività è svolta in conformità alla normativa internazionale ISO 27914:2017 per lo stoccaggio geologico di $CO_2$. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

**Non arrecare danno significativo ("DNSH")**

*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici sulla base della metodologia di cui al punto 3.17 e ha concluso che gli impianti al servizio della realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico, sopra

menzionato, non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

*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 alla 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. Analogamente per quanto riguarda la realizzazione della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna.

### 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 ed è un'attività abilitante.

**Non arrecare danno significativo ("DNSH")**

*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici in base alla metodologia di cui al punto 3.17 e ha concluso che le infrastrutture sopra menzionate non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

*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/dove possibile, le attività di costruzione/manutenzione durante le ore in cui il volume di traffico è ridotto per limitare l'impatto sulle attività circostanti.

*Altri obiettivi*

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

#### 1.2.2.2. CONTRIBUTO AL CONSEGUIMENTO DI PIÙ OBIETTIVI

Nel 2024 non vi sono attività allineate Eni che contribuiscono in modo sostanziale a più di un obiettivo della Tassonomia.

#### 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%. Analogamente per la bioraffineria di Venezia. Si ritiene che tale criterio di ripartizione sia 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 fatturato derivano da contratti con la clientela rilevati in base all'IFRS 15. L'ammontare totale del numeratore di €812 milioni è così articolato:

- €80 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici con una diminuzione di €112 milioni rispetto al 2023 dovuto essenzialmente alla diminuzione dei prezzi in parte compensato dall'aumento dei volumi prodotti;
- €159 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici, sostanzialmente in linea con lo scorso anno;
- €40 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa, sostanzialmente in linea con lo scorso anno;
- €230 milioni dalla vendita di materie plastiche in forme primarie a seguito della presenza del Gruppo Novamont acquisito;
- €297 milioni dalla vendita di HVO in riduzione di €363 milioni rispetto al 2023 a seguito di uno scenario sfavorvole per i biocarburanti.

### 1.2.3.2. INFORMAZIONI CONTESTUALI SUL KPI RELATIVO ALLE SPESE IN CONTO CAPITALE

Le spese in conto capitale e gli incrementi di attivo che formano il numeratore del KPI capex pari a €1.222 milioni sono relativi alle seguenti attività:

- €529 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, che comprendono: (i) €405 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €314 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2024 per 408 MW e €91 milioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2025-2028; (ii) €124 milioni di acquisizioni di cui €72 milioni relativi ad impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità in operation di 105 MW, e €52 milioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2025-2028;
- €48 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da eolico relativi a incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €7 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2024 per 10 MW, €41 milioni relativi per impianti ready to build nell'arco di piano 25-28;
- €300 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €100 milioni e €153 milioni relativi all'avvio del progetto di riconversione in bioraffineria a Livorno. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: il completamento di una nuova sezione (degumming) dell'unità di trattamento della biomassa per potenziare la lavorazione di cariche più complesse; l'Upgrading dell'Ecofining e la realizzazione dell'impianto Steam Reformer che consentiranno la produzione di Biojet e l'incremento di capacità sino ad un totale di 600 kton/anno. 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, il cui completamento in termini di asset sarà finalizzato entro il 2025; la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet la cui produzione è partita a gennaio 2025. Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quadriennio 2025-2028 approvato dal Consiglio di Amministrazione 26 febbraio 2025 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di raggiungere una capacità di oltre 3 milioni di tonnellate/anno entro il 2028;
- €146 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della $CO_2$, interamente imputati a incremento delle immobilizzazioni immateriali, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet e Bacton 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 26 febbraio 2025. Il progetto HyNet prevede un impegno di spesa nel piano di €327 milioni e la prima iniezione di $CO_2$ nei giacimenti esauriti della Liverpool Bay operati da Eni è prevista nella seconda metà del decennio, mentre il progetto Bacton prevede un impegno di spesa pari a €31 milioni e la prima iniezione di $CO_2$ entro il 2030. Il progetto Ravenna hub prevede un impegno di spesa nel piano di €34 milioni e la prima iniezione di $CO_2$ nei giacimenti esauriti dell'offshore ravennate operati da Eni è programmata entro il 2030 dopo un periodo sperimentale nel corso del 2024;
- €82 milioni relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, imputati ad incrementi di PP&E per €79 milioni e di attività immateriali per €3 milioni, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2024 di circa 2,3 mila nuove colonnine a marchio Plenitude;
- €98 milioni relativi all'attività di storage principalmente per il completamento del progetto storage in USA Guajillo (199 MW).

### 1.2.3.3. INFORMAZIONI CONTESTUALI SUL KPI RELATIVO ALLE SPESE OPERATIVE

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €282 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:

- €28 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);
- €46 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);
- €157 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 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 del "non arrecare un danno significativo" di cui all'articolo 2, punto 17), del Regolamento (UE) 2019/2088, la Sustainable Finance Disclosure Regulation "SFDR". La SFDR 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 delle performance di sostenibilità delle 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 ambientali 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 SFDR 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: (i) tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali); (ii) Anti-corruzione; (iii) competizione equa; (iv) 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 tema del 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: (i) diritti umani; (ii) lotta alla corruzione; (iii) rispetto della competition law; (iv) tassazione d'impresa. Si veda inoltre la sezione Meccanismi di segnalazione e grievance per approfondimenti; per gli altri sistemi di due diligence di Eni, si vedano le rispettive sezioni:

- ANTI-CORRUZIONE. Si veda la sezione Condotta, Cultura d'impresa e prevenzione della corruzione;
- TASSAZIONE. Si veda la sezione Tax Strategy;
- FAIR COMPETITION. Si veda il paragrafo di seguito;
- DIRITTI UMANI. Si veda la sezione I Diritti umani per Eni.

### *Tutela della concorrenza*

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 con 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 competenti, assicurando il rispetto degli obblighi di standstill e del divieto di scambio illegittimo di informazioni nella fase di negoziazione e di due diligence. Nel 2024 le società del Gruppo non sono state parte di alcun significativo contenzioso per violazioni della normativa antitrust che si sia concluso con l'irrogazione di una sanzione. Per maggiori informazioni sullo status dei contenziosi rilevanti del Gruppo in materia antitrust, si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale.

# QUOTA DEL FATTURATO KPI

| | Esercizio finanziario 2024 | | | Criteri per il contributo sostanziale | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Attività economiche (1)** | **Codice/i (2)** | **Fatturato assoluto (3)** | **Quota di fatturato (4)** | **Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)** | **Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)** | **Acque e risorse marine (7)** | **Economia circolare (8)** | **Inquinamento (9)** | **Biodiversità ed ecosistemi (10)** |
| | | m€ | % | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) |
| **A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA** | | | | | | | | | |
| **A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 230 | 0,3% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica | CCM 4.1 | 80 | 0,1% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica | CCM 4.3 | 159 | 0,2% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia | CCM 4.8 | 40 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Accumulo di energia elettrica | CCM 4.10 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 297 | 0,3% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Digestione anaerobica di rifiuti organici | CCM 5.7/CE 2.5 | 2 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N | N/AM | N/AM |
| Compostaggio di rifiuti organici | CCM 5.8/CE 2.5 | 2 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N | N/AM | N/AM |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri | CCM 6.5 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)** | | **812** | **0,9%** | **%** | | | | | |
| di cui abilitanti | | | 0,0% | | | | | | |
| di cui di transizione | | | 0,3% | | | | | | |
| **A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio | CE 2.5 | 4 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici | CCM 3.14 | 1.341 | 1,5% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 1.421 | 1,6% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica | CCM 4.9 | 4 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 219 | 0,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili | CCM 4.30 | 1.571 | 1,8% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue | CCM 5.3 | 20 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte | CCM 5.5 | 1 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri | CCM 6.5 | 24 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)** | | **4.601** | **5,2%** | **%** | **%** | **%** | **%** | **%** | **%** |
| **Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)** | | **5.413** | **6,1%** | | | | | | |

**B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA**

| | | |
|---|---|---|
| Fatturato delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B) | 83.384 | 93,9% |
| **Totale** | **88.797** | **100,0%** |

| Criteri per "non arrecare un danno significativo" | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climitaici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota di fatturato allineata o ammissibile alla Tassonomia anno 2023 (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 | 0,1% | | T |
| | S | S | S | S | S | S | 0,2% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,2% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,7% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | 0,0% | A | |
| | | | | | | | 0,1% | | T |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 1,4% | | |
| | | | | | | S | 1,7% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,1% | | |
| | | | | | | S | 2,2% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | **%** | | |

# QUOTA DELLE SPESE IN CONTO CAPITALE KPI

| | Esercizio finanziario 2024 | | | Criteri per il contributo sostanziale | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Attività economiche (1)** | **Codice/i (2)** | **Spese in conto capitale assolute (3)** | **Quota di spese in conto capitale (4)** | **Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)** | **Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)** | **Acque e risorse marine (7)** | **Economia circolare (8)** | **Inquinamento (9)** | **Biodiversità ed ecosistemi (10)** |
| | | m€ | % | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) |
| **A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA** | | | | | | | | | |
| **A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 4 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica | CCM 4.1 | 529 | 3,4% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica | CCM 4.3 | 48 | 0,3% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia | CCM 4.8 | 7 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Accumulo di energia elettrica | CCM 4.10 | 98 | 0,6% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 300 | 1,9% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue | CCM 5.3 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di $CO_2$ | CCM 5.12 | 146 | 0,9% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri | CCM 6.5 | 5 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio | CCM 6.15 | 82 | 0,5% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica | CCM 7.3 | 2 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Spese in conto capitale delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)** | | **1.222** | **7,9%** | **%** | | | | | |
| di cui abilitanti | | | 0,5% | | | | | | |
| di cui di transizione | | | 0,0% | | | | | | |
| **A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Produzione di idrogeno | CCM 3.10 | 1 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici | CCM 3.14 | 98 | 0,6% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 62 | 0,4% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia | CCM 4.8 | 3 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica | CCM 4.9 | 1 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 69 | 0,4% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili | CCM 4.30 | 89 | 0,6% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue | CCM 5.3 | 76 | 0,5% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri | CCM 6.5 | 14 | 0,1% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio | CCM 6.15 | 4 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica | CCM 7.3 | 2 | 0,0% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)** | | **419** | **2,7%** | **%** | **%** | **%** | **%** | **%** | **%** |
| **Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)** | | **1.641** | **10,6%** | | | | | | |

## B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

| | | |
|---|---|---|
| Spese in conto capitale delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B) | 13.861 | 89,4% |
| **Totale** | **15.502** | **100,0%** |

| Criteri per "non arrecare un danno significativo" | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climitaici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota delle spese in conto capitale allineata o ammissibile alla Tassonomia anno 2023 (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 | 5,5% | | T |
| | S | S | S | S | S | S | 4,4% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 1,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,2% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 1,6% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 1,1% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,9% | A | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | 0,9% | A | |
| | | | | | | | 5,5% | | T |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,5% | | |
| | | | | | | S | 0,6% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,6% | | |
| | | | | | | S | 0,7% | | |
| | | | | | | S | 0,2% | | |
| | | | | | | S | 0,1% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | S | 0,0% | | |
| | | | | | | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | **%** | | |

# QUOTA DELLE SPESE OPERATIVE KPI

| | Esercizio finanziario 2024 | | | Criteri per il contributo sostanziale | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Attività economiche (1)** | **Codice/i (2)** | **Spese operative assolute (3)** | **Quota di spese operative (4)** | **Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)** | **Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)** | **Acque e risorse marine (7)** | **Economia circolare (8)** | **Inquinamento (9)** | **Biodiversità ed ecosistemi (10)** |
| | | m€ | % | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) | S;N; N/AM (b) (c) |
| **A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA** | | | | | | | | | |
| **A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 38 | 0,9% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica | CCM 4.1 | 28 | 0,7% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica | CCM 4.3 | 46 | 1,1% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia | CCM 4.8 | 10 | 0,2% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Accumulo di energia elettrica | CCM 4.10 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 157 | 3,7% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Digestione anaerobica di rifiuti organicl | CCM 5.7 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Compostaggio di rifiuti organici | CCM 5.8 | 1 | 0,0% | S | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Spese operative delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)** | | **282** | **6,5%** | **%** | | | | | |
| di cui abilitanti | | | 0,0% | | | | | | |
| di cui di transizione | | | 0,9% | | | | | | |
| **A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)** | | | | | | | | | |
| Fabbricazione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio | CCM 3.6 | 8 | 0,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di prodotti chimici di base organici | CCM 3.14 | 55 | 1,3% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie | CCM 3.17 | 94 | 2,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasmissione e distribuzione di energia elettrica | CCM 4.9 | 3 | 0,1% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi | CCM 4.13 | 19 | 0,4% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia | CCM 4.20 | 9 | 0,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili | CCM 4.30 | 51 | 1,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue | CCM 5.3 | 145 | 3,4% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte | CCM 5.5 | 10 | 0,2% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di $CO_2$ | CCM 5.12 | 4 | 0,1% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri | CCM 6.5 | 5 | 0,1% | AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM | N/AM |
| **Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)** | | **403** | **9,4%** | % | % | % | % | % | % |
| **Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)** | | **685** | **15,9%** | | | | | | |

**B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA**

| | | |
|---|---|---|
| Spese operative delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B) | 3.624 | 84,1% |
| **Totale** | **4.309** | **100,0%** |

| Criteri per "non arrecare un danno significativo" | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mitigazione dei cambiamenti climatici (11) | Adattamento ai cambiamenti climitaici (12) | Acque e risorse marine (13) | Economia circolare (14) | Inquinamento (15) | Biodiversità ed ecosistemi (16) | Garanzie minime di salvaguardia (17) | Quota delle spese operative allineata o ammissibile alla Tassonomia anno 2023 (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 | 0,1% | | T |
| | S | S | S | S | S | S | 2,2% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,6% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,2% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 1,6% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,1% | | |
| | S | S | S | S | S | S | 0,0% | | |
| | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | 0,0% | A | |
| | | | | | | | 0,1% | | T |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | S | 0,2% | | |
| | | | | | | S | 1,4% | | |
| | | | | | | S | 1,7% | | |
| | | | | | | S | 0,1% | | |
| | | | | | | S | 0,4% | | |
| | | | | | | S | 0,3% | | |
| | | | | | | S | 1,2% | | |
| | | | | | | S | 3,5% | | |
| | | | | | | S | 0,2% | | |
| | | | | | | S | 0,1% | | |
| | | | | | | S | 0,1% | | |
| | | | | | | **S** | **%** | | |
| | | | | | | | **%** | | |

## Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili, 2024

| Riga | Attività legate all'energia nucleare | 2024 |
|---|---|---|
| 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 |
| | **Attività legate ai gas fossili** | |
| 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), 2024

€ 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 | **Importo e quota di altre attività economiche allineate alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile** | **812** | **0,9%** | **812** | **0,9%** | **0** | **0%** | **1.222** | **7,9%** | **1.222** | **7,9%** | **0** | **0%** | **282** | **6,5%** | **282** | **6,5%** | **0** | **0%** |
| 8 | **KPI applicabile totale** | **88.797** | **100%** | **88.797** | **100%** | **0** | **0%** | **15.502** | **100%** | **15.502** | **100%** | **0** | **0%** | **4.309** | **100%** | **4.309** | **100%** | **0** | **0%** |

## Modello 3 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore), 2024

€ 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) | |
| | | 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 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 | **Importo e quota di altre attività economiche allineate alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al numeratore del KPI applicabile** | **812** | **100,0%** | **812** | **100,0%** | **0** | **0%** | **1.222** | **100,0%** | **1.222** | **100,0%** | **0** | **0%** | **282** | **100,0%** | **282** | **100,0%** | **0** | **0%** |
| 8 | **Importo e quota totali delle attività economiche allineate alla Tassonomia al numeratore del KPI applicabile** | **812** | **100,0%** | **812** | **100,0%** | **0** | **0%** | **1.222** | **100,0%** | **1.222** | **100,0%** | **0** | **0%** | **282** | **100,0%** | **282** | **100,0%** | **0** | **0%** |

## Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia, 2024 € 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) | |
| | | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % | Importo | % |
| 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 | 1.571 | 34,1% | 1.571 | 34,1% | 0 | 0% | 89 | 21,2% | 89 | 21,2% | 0 | 0% | 51 | 12,7% | 51 | 12,7% | 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 | **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** | **3.030** | **59,1%** | **3.030** | **59,1%** | **0** | **0%** | **330** | **72,8%** | **330** | **72,8%** | **0** | **0%** | **352** | **87,5%** | **352** | **87,5%** | **0** | **0%** |
| 8 | **Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia al denominatore del KPI applicabile** | **4.601** | **100%** | **4.601** | **100%** | **0** | **0%** | **419** | **100%** | **419** | **100%** | **0** | **0%** | **403** | **100%** | **403** | **100%** | **0** | **0%** |

## Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla Tassonomia, 2024

€ 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 | **Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla Tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile** | **83.384** | **100%** | **13.861** | **100%** | **3.624** | **100%** |
| 8 | **Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla Tassonomia al denominatore del KPI applicabile** | **83.384** | **100%** | **13.861** | **100%** | **3.624** | **100%** |

# PRINCIPALI DEFINIZIONI

## Generali

- **Rischio inerente**: rischio intrinseco in assenza di azioni manageriali per gestirlo.
- **Rischio residuo**: rischio che rimane dopo aver intrapreso delle azioni di riduzione.
- **Target**: In termini generali, un target è un risultato specifico e misurabile, generalmente definito nel piano strategico, con scadenze specifiche, un anno di riferimento, indicatori chiave di prestazione utilizzati per valutare i progressi, che supportano il conseguimento degli obiettivi in linea con le politiche dell'impresa. Eni individua nelle proprie strategie aziendali (di business, di sostenibilità e di decarbonizzazione) dei target specifici.

## Cambiamento Climatico

- **Clima** la descrizione statistica in termini di media e variabilità delle grandezze meteorologiche rilevanti (es. temperatura, precipitazioni, venti, ecc.), calcolate su un periodo di almeno 30 anni.
- **Cambiamenti climatici (Eng: climate change)**: un cambiamento nello stato del clima che persiste per un periodo esteso, tipicamente decenni o più a lungo, e che può essere rilevato (ad esempio usando test statistici) da cambiamenti nella media e/o nella variabilità delle sue proprietà. I cambiamenti climatici possono avere origine da processi naturali interni o da forzanti esterne, quali modulazioni dei cicli solari, eruzioni vulcaniche e cambiamenti antropogenici persistenti della composizione dell'atmosfera o di uso del suolo (fonte IPCC glossary).
- **Transizione energetica**: è il passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche ad alta impronta carbonica a fonti energetiche a basse emissioni, e fa parte della più estesa transizione verso economie sostenibili attraverso l'uso di energie rinnovabili ed energia nucleare, l'adozione di tecniche di risparmio energetico e di sviluppo sostenibile (Carbon neutrality toolkit, UNECE).
- **Rischi di transizione**: i rischi derivanti dal mancato allineamento tra la strategia e la gestione di un'organizzazione o di un investitore e l'evoluzione del panorama normativo, politico o sociale nel quale essi operano. Gli sviluppi volti ad arrestare o invertire i danni inflitti al clima o alla natura quali le misure governative, il progresso tecnologico, le modifiche del mercato, i contenziosi e il cambiamento delle preferenze dei consumatori possono tutti creare o incidere sui rischi di transizione (fonte ESRS).
- **Rischi Fisici (Acuti e Cronici)**: rischio derivante dai cambiamenti climatici che può essere determinato da eventi (rischi acuti) o da mutamenti a più lungo termine nei modelli climatici (rischi cronici). I rischi fisici acuti derivano da pericoli specifici, specialmente eventi meteorologici quali tempeste, inondazioni, incendi o ondate di calore. I rischi fisici cronici derivano da cambiamenti climatici più a lungo termine, quali i cambiamenti di temperatura e i loro effetti sull'innalzamento del livello del mare, sulla minore disponibilità di acqua, sulla perdita di biodiversità e sui cambiamenti nella produttività dei terreni e dei suoli (fonte ESRS).
- **Mitigazione dei cambiamenti climatici/decarbonizzazione**: azioni o attività che limitano le emissioni GHG (es. dovute alla produzione, all'uso di energia o ai cambiamenti di uso del suolo) e/o ne riducono la concentrazione nell'atmosfera (es. assorbimento del carbonio attraverso l'uso del suolo o altri meccanismi).
- **Adattamento ai cambiamenti climatici**: è l'aggiustamento dei sistemi ecologici, sociali o economici in risposta agli impatti climatici effettivi o attesi. Comporta aggiustamenti per ridurre la vulnerabilità delle comunità, delle regioni o delle attività ai cambiamenti climatici.
- **Piano di decarbonizzazione (Eni)**: l'elemento del piano strategico dell'impresa che definisce i suoi obiettivi, le sue azioni e le sue risorse in un'ottica di transizione verso un'economia a minori emissioni di carbonio, ivi comprese le azioni come la riduzione delle emissioni di GHG al fine di limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C e raggiungere la neutralità climatica. Il piano di decarbonizzazione di Eni si differenzia dalla definizione di piano di transizione CRSD (ESRS E1-1) perché costruito sul perimetro equity, in continuità con gli anni precedenti. A titolo di confronto, il perimetro entity specific utilizzato da Eni copre il 97% del perimetro CSRD.
- **Emissioni GHG effettive (Eni)**: emissioni emesse in passato o nel presente e contabilizzate nell'inventario emissivo.
- **Emissioni GHG potenziali (Eni)**: possibili emissioni future quantificate sulla base del proprio Piano Strategico.
- **Emissioni residue**: emissioni GHG che rimangono dopo aver intrapreso tutte le azioni possibili per ridurle (fonte: ISO Net Zero Guidelines).
- **Neutralità Carbonica**: condizione in cui le emissioni antropogeniche di anidride carbonica ($CO_2$) associate a un determinato soggetto sono bilanciate attraverso le rimozioni di $CO_2$. La neutralità carbonica viene spesso valutata sull'intero ciclo di vita, includendo le emissioni indirette (Scope 3), ma può essere limitata anche alle emissioni e alle rimozioni, in un periodo di tempo specifico, lungo un determinato periodo di tempo, per le quali il soggetto ha un controllo diretto, secondo quanto stabilito dal relativo schema di riferimento (fonte IPCC glossary).
- **Percorso verso la Neutralità Carbonica (Eni)**: un pilastro del modello di business che si basa su un piano di trasformazione industriale che prevede l'utilizzo di soluzioni tecnologiche disponibili ed economicamente sostenibili in grado di contribuire fin da subito alla riduzione delle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici fino al loro azzeramento netto entro il 2050.
- **Azzeramento netto/net zero**: su scala globale i termini neutralità carbonica ed emissioni net zero di $CO_2$ sono equivalenti. Su scala sub-globale, il termine net zero di $CO_2$ viene generalmente applicato alle emissioni e rimozioni sotto il controllo diretto o la responsabilità territoriale dell'entità che rendiconta, mentre la neutralità carbonica include generalmente anche le emissioni e rimozioni che vanno oltre il controllo diretto o la responsabilità territoriale dell'entità stessa (fonte IPCC glossary).

- **Obiettivi net zero (Eni)**: serie di target finalizzati alla riduzione delle emissioni. Nel breve-medio termine, Eni dà priorità alla riduzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2, focalizzandosi sul settore Upstream, con l'obiettivo di "Net Zero Carbon Footprint Upstream" entro il 2030. In seguito, Eni prevede di raggiungere "Net Zero Carbon Footprint Eni" delle emissioni Scope 1 e Scope 2 per l'intero Gruppo entro il 2035. Inoltre, l'azienda sta adottando delle misure per ridurre le emissioni Scope 3 legate all'intensità carbonica dei propri prodotti e servizi, contribuendo così alla decarbonizzazione complessiva del sistema energetico con l'obiettivo "Net zero" (per GHG Lifecycle Emissions e per Carbon Intensity) entro il 2050.
- **Soft e Hard Law**: "Soft law" si riferisce a tutti quei fenomeni di autoregolamentazione diversi dai tradizionali strumenti normativi che sono frutto di un processo formale di produzione legislativa ad opera di organi investiti della relativa funzione, cd. "hard law", e la cui caratteristica essenziale è data dal fatto di essere privi di efficacia vincolante diretta.
- **Soluzioni/prodotti lower carbon (Eni)**: rappresentano un portafoglio diversificato che mira a contribuire alla decarbonizzazione del sistema energetico. Questo portafoglio comprende innovazioni nelle fonti di energia rinnovabili, nei biocarburanti sostenibili, nelle tecnologie avanzate di cattura e stoccaggio di $CO_2$ (CCS), nella produzione di idrogeno e nell'energia nucleare.
- **Hard-to-abate**: si riferisce a quei settori industriali e del trasporto pesante ad elevate emissioni di $CO_2$ che risultano particolarmente complessi da decarbonizzare a causa di fattori tecnologici, fisici e di mercato (fonte Irena).
- **Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS)**: prevede la cattura di $CO_2$, in genere da grandi fonti di emissione come centrali elettriche o impianti industriali che utilizzano combustibili fossili o biomassa come combustibile. Se non viene utilizzata in loco, l'anidride carbonica catturata viene compressa e trasportata tramite condotte, nave, ferrovia o camion per essere utilizzata in una serie di applicazioni, oppure iniettata in formazioni geologiche confinate come giacimenti di petrolio e gas esauriti o falde saline.
- **Natural Climate Solutions (NCS)**: soluzioni per i cambiamenti climatici basate sulla natura. Si basano sulla capacità della natura di rimuovere e immagazzinare il carbonio dall'atmosfera. Tra gli altri benefici aiutano a proteggete gli habitat a rischio e a promuovere la biodiversità, nonché a supportare lo sviluppo sostenibile per le comunità locali.
- **Scenari climatici (emissivi)**: una rappresentazione plausibile dell'andamento futuro delle emissioni di sostanze che sono radiativamente attive (ad esempio gas serra – GHG – e aerosol) basata su un insieme coerente e internamente consistente di ipotesi sulle forze trainanti (come lo sviluppo demografico e socio-economico, il cambiamento tecnologico, l'energia e l'uso del suolo) e le loro relazioni chiave. Gli scenari di concentrazione, derivati dagli scenari di emissione, sono spesso utilizzati come input per un modello climatico per calcolare le proiezioni climatiche (fonte IPCC).
- **Scenari energetici**: forniscono un quadro per esplorare le future prospettive energetiche, comprese le varie combinazioni di opzioni tecnologiche e le loro implicazioni. Molti scenari presenti in letteratura illustrano come gli sviluppi del sistema energetico influenzeranno le dinamiche su differenti settori industriali a livello globale. Tra gli scenari energetici più riconosciuti si annoverano quelli della International Energy Agency (IEA), che pubblica annualmente, una serie di scenari nel World Energy Outlook (WEO), sulla base di previsioni di domanda energetica dettagliate per settore, costruiti su specifiche variabili di carattere demografico ed economico dei prossimi decenni, secondo due logiche di riferimento.
  - Forecasting, che producono traiettorie di evoluzione dei consumi energetici utilizzando input di carattere demografico/economico e policy esistenti o di probabile futura realizzazione/ambitions dichiarate (scenario STEPS - Stated Policies Scenario e scenario APS - Announced Pledges Scenario);
  - Backcasting, che identificano a ritroso traiettorie compatibili con uno o più obiettivi imposti attraverso il ricorso a tecnologie anche in fase dimostrativa, l'ipotesi di cambio repentino delle abitudini dei consumatori e un'accelerazione dell'efficientamento dei consumi finali (scenario NZE – Net Zero Emissions).

## Ambiente

- **Environmental Golden Rules**: linee guida che mirano a proteggere e conservare l'ambiente indirizzando il comportamento di persone e imprese verso pratiche sostenibili e rispettose dell'ambiente (ad esempio tramite la riduzione/riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti, il risparmio energetico, la protezione della bio.
- **Aree a stress idrico**: aree connotate da un valore di baseline di "stress idrico" > 40%; lo stress idrico è calcolato come rapporto fra acqua prelevata e capacità di ricarica in un determinato bacino.
- **HVO**: Hydrotreated Vegetable Oil (olio vegetale idrotrattato), biocarburante diesel prodotto prevalentemente da materie prime di scarto, residui vegetali e una parte residuale di oli vegetali.
- **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).
- **Gerarchia di mitigazione**: la gerarchia di mitigazione è una best practice internazionale, per la gestione dei rischi e dei potenziali impatti sull'ambiente, attraverso una sequenza di azioni: (i) prevenire ed evitare impatti; (ii) ridurre al minimo l'impatto laddove non evitabile; (iii) ripristinare e (iv) compensare.

## Sociali

- **Stop work authority**: principio atto a promuovere comportamenti virtuosi e consapevoli che garantiscano la salvaguardia di tutti i lavoratori per cui, ogni collaboratore, in qualsiasi sito, ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

- **Asset integrity**: capacità di un asset di funzionare in modo efficace e accurato, salvaguardando al contempo il benessere del personale e le attrezzature lungo l'intero ciclo di vita dell'asset, dalla sua fase di progettazione fino alla sua dismissione.
- **Human Rights Defender**: una persona che, individualmente o con altri, agisce pacificamente per promuovere o proteggere i diritti umani per conto di individui o gruppi.
- **Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA)**: studi di valutazione degli impatti ambientali, sociali e di salute implementati prima di avviare qualsiasi tipo di progetto operativo.
- **Health Impact Assessment (HIA)**: processo strutturato per valutare le potenziali implicazioni per la salute all'interno di proposte politiche, programmi o progetti, identificando gli effetti potenzialmente negativi. Suggerisce modi per minimizzarli, massimizzando i benefici per la salute e può essere applicato ad una vasta gamma di settori influenzando le decisioni a vari livelli di pianificazione.
- **Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRA)**: metodologie finalizzate a identificare, analizzare, valutare e gestire gli effetti negativi che la realizzazione di un progetto industriale o di altre attività aziendali possono avere sul godimento dei diritti umani di alcune tipologie di stakeholder (c.d. rights-holder), quali lavoratori e membri di comunità.
- **Environmental and Social Management Plan**: piani di azioni inerenti le azioni di mitigazione e controllo previste dagli ESHIA sui temi ambientali e sociali.
- **Project Affected People**: singoli proprietari terrieri o di attività onshore (agricoltori, gestori attività turistiche o imprenditoriali) e offshore (pescatori) che subiscono un displacement economico o fisico in ragione di un progetto di Eni.
- **Salient Human Right Issue**: il set di temi considerati più significativi, su cui si concentra il modello di gestione e le attività per il presidio dei diritti umani, suddiviso nei seguenti cluster: (i) diritti dei lavoratori (diretti e della value chain); (ii) diritti delle comunità (incluso il tema della security); (iii) diritti dei clienti.
- **Segnalazioni**: qualsiasi Comunicazione avente ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne, nel rispetto delle specifiche previsioni della normativa di attuazione della Direttiva (UE) 2019/1937 localmente applicabile.
- **Grievance**: reclamo o lamentela sollevato da un individuo o da un gruppo di individui derivante da impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'organizzazione.
- **B2C**: Business to Consumer si riferisce a tutte le relazioni commerciali tra azienda e cliente finale che acquistano gas, energia elettrica o altri prodotti e servizi forniti da Plenitude per uso personale o domestico, aziendale o commerciale.

# Content index

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **ESRS 2 - GENERAL DISCLOSURES** | | | | |
| ESRS 2 BP-1 – Criteri generali per la redazione della dichiarazione sulla sostenibilità | | | | Informazioni generali: Criteri per la redazione<br>Principi e criteri metodologici: Introduzione, Perimetro di rendicontazione e Criteri di redazione |
| ESRS 2 BP-2 – Informativa in relazione a circostanze specifiche | | | | Informazioni generali: Criteri di redazione<br>Principi e criteri metodologici: Introduzione e Content index |
| ESRS 2 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo | a) Sustainable Finance Disclosure Regulation;<br>b) Benchmark Regulation | | Governance<br>Risk Management Integrato | Condotta d'impresa: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Le attività di formazione e comunicazione |
| ESRS 2 GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate | | | Governance: Il Sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità | Informazioni generali: Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità |
| ESRS 2 GOV-3 – Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione | | | Governance: La politica di remunerazione degli organi sociali | Cambiamento climatico: Politiche e governance |
| ESRS 2 GOV-4 – Dichiarazione sul dovere di diligenza | Par. 30 - Sustainable Finance Disclosure Regulation | | Governance | Informazioni generali: Statement on due diligence |
| ESRS 2 GOV-5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità | | | Governance: Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi | |
| ESRS 2 SBM-1 – Strategia, modello aziendale e catena del valore | Par. 40 (d) i –Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation<br>Par. 40 (d) ii, iii – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation<br>Par. 40 (d) iv – Benchmark Regulation | | Attività<br>Modello di business<br>Andamento operativo<br>Commento ai risultati economico- finanziari: Analisi delle voci del conto economico e Risultati per settore di attività<br>Strategia | Informazioni generali: Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità, Value Chain e principali impatti<br>Sezioni Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali, nei capitoli Clienti e consumatori e Condotta d'impresa |
| ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori di interessi | | | Modello di business | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagment |
| ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale | | | Modello di business | Informazioni generali: Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità<br>Sezioni Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali dei diversi capitoli tematici |
| ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti | | | | Informazioni generali: Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità e La resilienza della strategia agli IRO materiali |
| ESRS 2 IRO-2 – Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della dichiarazione sulla sostenibilità dell'impresa | | | | Informazioni generali: Criteri per la redazione e Content Index |
| ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti | | | | Sezioni Politiche in tutti i capitoli tematici<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |

(*) L'indicazione "Non materiale" è specificata solo per quei KPI che si riferiscono ad altre normative europee.

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti | | | | Sezioni Azioni intraprese sugli IRO materiali in tutti i capitoli tematici<br>Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione |
| ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti | | | | Sezioni Metriche di tutti i capitoli tematici<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi | | | | Sezioni Target e Impegni in tutti i capitoli tematici<br>Cambiamento climatico: Strategia di Decarbonizzazione e Principali obiettivi |
| **ESRS E1 CLIMATE CHANGE** | | | | |
| ESRS 2 GOV-3 – Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione | | | | Cambiamento climatico: Politiche e governance |
| ESRS E1-1 Transition plan for climate change mitigation | Par. 14 – Legge UE sul clima<br>Par. 16 (g) – Pillar 3; Benchmark Regulation | | | Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione<br>Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Tassonomia europea e Tabelle tassonomia europea |
| ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale | | PHASE-IN solo per paragrafo 48 (e) (effetti finanziari attesi) | | Cambiamento climatico: Rischi e opportunità climatiche per l'impresa (vista outside-in) |
| ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti | | | Fattori di rischio e incertezza: Rischi connessi al cambiamento climatico<br>Risk Management Integrato | Cambiamento climatico: Impatti, rischi e opportunità connessi ai cambiamenti climatici<br>Tassonomia europea<br>Allegati alla Tassonomia europea |
| E1-2 – Politiche relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi | | | | Cambiamento climatico: Politiche e governance<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| E1-3 – Azioni e risorse relative alle politiche in materia di cambiamenti climatici | | | | Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione |
| E1-4 – Obiettivi relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi | | | | Cambiamento climatico: Strategia di decarbonizzazione, Principali obiettivi di riduzione delle emissioni GHG, Obiettivi per la riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business upstream (asset operati e cooperati) |
| ESRS E1-4 Obiettivi di riduzione delle emissioni di GES, paragrafo 34 | Par. 34 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation | | | Cambiamento climatico: Strategia di decarbonizzazione, Principali obiettivi di riduzione delle emissioni GHG, Obiettivi per la riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business upstream (asset operati e cooperati) |
| E1-5 – Consumo di energia e mix energetico | | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetico<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E1-5 Consumo di energia da combustibili fossili disaggregato per fonte (solo settori ad alto impatto climatico), paragrafo 38 | Par. 38 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetico<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E1-5 Consumo di energia e mix energetico, paragrafo 37 | Par. 37 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetico<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ESRS E1-5 Intensità energetica associata con attività in settori ad alto impatto climatico, paragrafi da 40 a 43 | Par. da 40 a 43 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | NON MATERIALE - Gli indicatori di intensità, e soprattutto i relativi trend, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo delle materie prime | | |
| **E1-6 – Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES** | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E1-6 Emissioni lorde di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES, paragrafo 44 | Par. 44 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E1-6 Intensità delle emissioni lorde di GES, paragrafi da 53 a 55 | Par. da 53 a 55 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation | NON MATERIALE - Gli indicatori di intensità, e soprattutto i relativi trend, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo delle materie prime | | |
| **E1-7 – Assorbimenti di GES e progetti di mitigazione delle emissioni di GES finanziati con crediti di carbonio** | | | Andamento operativo: CCS e Agri | Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione e Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E1-7 Assorbimenti di GES e crediti di carbonio, paragrafo 56 | Par. 56 – Legge UE sul clima | | | Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione e Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **E1-8 – Fissazione del prezzo interno del carbonio** | | | | Cambiamento climatico: Rischi e opportunità climatiche per l'impresa (vista outside-in) e Internal carbon pricing<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **E1-9 – Effetti finanziari attesi di rischi fisici e di transizione rilevanti e potenziali opportunità legate al clima** | | PHASE-IN | | |
| ESRS E1-9 Esposizione del portafoglio dell'indice di riferimento verso rischi fisici legati al clima, paragrafo 66 | Par. 66 –Benchmark Regulation | PHASE-IN | | |
| ESRS E1-9 Disaggregazione degli importi monetari per rischio fisico acuto e cronico, paragrafo 66, lettera a)<br><br>ESRS E1-9 Posizione delle attività significative a rischio fisico rilevante, paragrafo 66, lettera c) | Par. 66 (a) – Pillar 3<br>Par. 66 (c) – Pillar 3 | PHASE-IN | | |
| ESRS E1-9 Ripartizione del valore contabile dei suoi attivi immobiliari per classi di efficienza energetica, paragrafo 67, lettera c) | Par. 67 (c) – Pillar 3 | PHASE-IN | | |
| ESRS E1-9 Grado di esposizione del portafoglio a opportunità legate al clima, paragrafo 69 | Par. 69 –Benchmark Regulation | PHASE-IN | | |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **ENTITY SPECIFIC (ES) E1** | | | | |
| ES E1-1 Scope 1 GHG emissions di cui:<br>- $CO_2$ equivalente da combustione e da processo<br>- $CO_2$ equivalente da flaring<br>- $CO_2$ equivalente da venting<br>- $CO_2$ equivalente da emissioni fuggitive metano | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-2<br>- Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2)<br>- Net Carbon Footprint Eni (Scope1+2) | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-3<br>Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-4 Net<br>Carbon Intensity (Scope 1+2+3) | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-5<br>Capacità installata da fonti rinnovabili | | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetici<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-6<br>Capacità di bioraffinazione | | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetici<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-7<br>- Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1)<br>- di cui: fuggitive upstream | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-8<br>Intensità emissiva di metano upstream | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-9<br>- Volume di idrocarburi inviati a flaring<br>- di cui: di routine Upstream | | | | Cambiamento climatico: Metriche GHG<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-10<br>Produzioni vendute di biocarburanti | | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetici<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-11<br>- Spesa in R&S<br>- di cui: relative alla decarbonizzazione | | | | Cambiamento climatico: Metriche, Consumo di energia e mix energetici<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E1-12<br>- Domande di primo deposito brevettuale<br>- di cui: depositi sulle fonti rinnovabili | | | | Cambiamento climatico: Piano di decarbonizzazione, Valutazione delle emissioni locked-in e Brevetti ed innovazione<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **ESRS E2 INQUINAMENTO** | | | | |
| ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti | | | Fattori di rischio e incertezza: Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE | Ambiente e sistema di gestione HSE in Eni<br>Inquinamento: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| E2-1 – Politiche relative all'inquinamento | | | | Ambiente e sistema di gestione HSE in Eni<br>Inquinamento: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| E2-2 – Azioni e risorse connesse all'inquinamento | | | | Inquinamento: Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| E2-3 – Obiettivi connessi all'inquinamento | | | | Inquinamento: Target e impegni |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **E2-4 – Inquinamento di aria, acqua e suolo** | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E2-4<br>Quantità di ciascun inquinante che figura nell'Allegato II del regolamento E-PRTR (registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti) emesso nell'aria, nell'acqua e nel suolo, paragrafo 28 | Par. 28 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Inquinamento: Metriche, Altri inquinanti da elenco regolamento 166/2006<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **E2-6 – Effetti finanziari attesi di impatti, rischi e opportunità legati all'inquinamento** | | PHASE-IN | | |
| **ENTITY SPECIFIC (ES) E2** | | | | |
| ES E2-1<br>- Oil spill operativi (>1 barile)<br>- di cui: upstream | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-2<br>- Volumi di oil spill operativi (>1 barile)<br>- di cui: upstream | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-3<br>- Oil spill da sabotaggi (compresi furti) (>1 barile)<br>- di cui: upstream | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-4<br>- Volumi di oil spill da sabotaggio (compresi furti) (>1 barile)<br>- di cui: upstream | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-5<br>Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile) | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-6<br>Chemical spill | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E2-7<br>Volumi di chemical spill | | | | Inquinamento: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **ESRS E3 ACQUE E RISORSE MARINE** | | | | |
| **ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti** | | | | Ambiente e sistema di gestione HSE in Eni<br>Gestione delle risorse idriche: Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| **E3-1 – Politiche connesse alle acque e alle risorse marine** | | | | Inquinamento: Politiche<br>Gestione delle risorse idriche: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS E3-1<br>Acque e risorse marine, paragrafo 9 | Par. 9 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Inquinamento: Politiche<br>Gestione delle risorse idriche: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS E3-1<br>Politica dedicata, paragrafo 13 | Par. 13 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | Non applicabile - Le politiche coprono tutti i siti | | |
| ESRS E3-1<br>Sostenibilità degli oceani e dei mari paragrafo 14 | Par. 14 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | NON MATERIALE | | |
| **E3-2 – Azioni e risorse connesse alle acque e alle risorse marine** | | | | Gestione delle risorse idriche: Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| **E3-3 – Obiettivi connessi alle acque e alle risorse marine** | | | | Gestione delle risorse idriche: Target e impegni |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **E3-4 – Consumo idrico** | | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E3-4<br>Totale dell'acqua riciclata e riutilizzata, paragrafo 28, lettera c) | Par. 28 (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E3-4<br>Consumo idrico totale in $m^3$ rispetto ai ricavi netti da operazioni proprie, paragrafo 29 | Par. 29 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | NON MATERIALE - Gli indicatori di intensità, e soprattutto i relativi trend, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo delle materie prime | | |
| **E3-5 – Effetti finanziari attesi derivanti da impatti, rischi e opportunità connessi alle acque e alle risorse marine** | | PHASE-IN | | |
| **ENTITY SPECIFIC (ES) E3** | | | | |
| ES E3-1<br>- Prelievi idrici<br>- di cui: acqua di mare<br>- di cui: acqua dolce | | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E3-2<br>Scarichi idrici | | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E3-3<br>Riutilizzo di acqua dolce | | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES E3-4<br>Acqua di produzione reiniettata | | | | Gestione delle risorse idriche: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **ESRS E4 BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI** | | | | |
| **E4-1 — Piano di transizione e attenzione alla biodiversità e agli ecosistemi nella strategia e nel modello aziendale** | | | | Biodiversità: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| **ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale** | | | | Biodiversità: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali e Azioni e metriche |
| ESRS 2 SBM-3 – E4 paragrafo 16, lettera a), punto i) | Par. 16 (a) i – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Biodiversità: Azioni e metriche |
| ESRS 2 SBM-3 – E4 paragrafo 16, lettera b) | Par. 16 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Biodiversità: Azioni e metriche |
| ESRS 2 SBM-3 – E4 paragrafo 16, lettera c) | Par. 16 (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Biodiversità: Azioni e metriche |
| **ESRS 2 IRO-1 — Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi alla biodiversità e agli ecosistemi** | | | | Biodiversità: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali e Azioni e metriche |
| **E4-2 — Politiche relative alla biodiversità e agli ecosistemi** | | | | Biodiversità: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS E4-2<br>Politiche o pratiche agricole/di utilizzo del suolo sostenibili, paragrafo 24, lettera b) | Par. 24 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Biodiversità: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ESRS E4-2<br>Pratiche o politiche di utilizzo del mare/degli oceani sostenibili, paragrafo 24, lettera c) | Par. 24 (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | NON MATERIALE | | |
| ESRS E4-2<br>Politiche volte ad affrontare la deforestazione, paragrafo 24, lettera d) | Par. 24 (d) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Biodiversità: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| E4-3 — Azioni e risorse relative alla biodiversità e agli ecosistemi | | | | Biodiversità: Azioni e metriche |
| E4-4 — Obiettivi relativi alla biodiversità e agli ecosistemi | | | | Biodiversità: Target e impegni |
| E4-5 — Metriche d'impatto relative ai cambiamenti della biodiversità e degli ecosistemi | | | | Biodiversità: Azioni e metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| E4-6 – Effetti finanziari attesi derivanti da rischi e opportunità connessi alla biodiversità | | PHASE-IN | | |
| **ESRS E5 USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE** | | | | |
| ESRS 2 IRO-1 — Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi all'uso delle risorse e all'economia circolare | | | | Ambiente e sistema di gestione Eni<br>Uso delle risorse ed economia circolare: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| E5-1 — Politiche relative all'uso delle risorse e all'economia circolare | | | | Uso delle risorse ed economia circolare: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| E5-2 — Azioni e risorse relative all'uso delle risorse e all'economia circolare | | | Andamento operativo: Refining e Chimica, Attività ambientali; Iniziative di economia circolare e chimica da fonti rinnovabili | Uso delle risorse ed economia circolare: Azioni intraprese sugli IRO materiali per Economia circolare e Rifiuti |
| E5-3 – Obiettivi relativi all'uso delle risorse e all'economia circolare | | | | Uso delle risorse ed economia circolare: Target e impegni |
| E5-4 – Flussi di risorse in entrata | Non materiali le metriche dell'E5-4 Resource inflows (al netto degli idrocarburi in entrata ed uscita), non essendo un settore ad alto utilizzo di materiali | | Andamento operativo: Refining e Chimica, iniziative di economia circolare e chimica da fonti rinnovabili | |
| E5-5 – Flussi di risorse in uscita | | | Andamento operativo: Refining e Chimica, iniziative di economia circolare e chimica da fonti rinnovabili | Uso delle risorse ed economia circolare: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali e Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E5-5<br>Rifiuti non riciclati, paragrafo 37, lettera d) | Par. 37 (d) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Uso delle risorse ed economia circolare: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS E5-5<br>Rifiuti pericolosi e rifiuti radioattivi, paragrafo 39 | Par. 39 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Uso delle risorse ed economia circolare, Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: Metodologie di riferimento |
| E5-6 – Effetti finanziari attesi derivanti da impatti, rischi e opportunità connessi all'uso delle risorse e all'economia circolare | | PHASE-IN | | |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **ESRS S1 FORZA LAVORO PROPRIA** | | | | |
| ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement |
| ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Forza lavoro di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| ESRS 2 – SBM3 – S1<br>Rischio di lavoro forzato, paragrafo 14, lettera f) | Par. 14 (f) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani e I Salient Human Rights Issue |
| ESRS 2 – SBM3 – S1<br>Rischio di lavoro minorile, paragrafo 14, lettera g) | Par. 14 (g) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani e I Salient Human Rights Issue |
| S1-1 – Politiche relative alla forza lavoro propria | | | | Forza lavoro di Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S1-1<br>Impegni politici in materia di diritti umani, paragrafo 20 | Par. 20 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S1-1<br>Politiche in materia di dovuta diligenza sulle questioni oggetto delle convenzioni fondamentali da 1 a 8 dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro, paragrafo 21 | Par. 21 – Benchmark Regulation | | | I diritti umani per Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S1-1<br>Procedure e misure per prevenire la tratta di esseri umani, paragrafo 22 | Par. 22 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S1-1<br>Politica di prevenzione o sistema di gestione degli infortuni sul lavoro, paragrafo 23 | Par. 23 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Salute e Sicurezza: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| S1-2 – Processi di coinvolgimento dei lavoratori propri e dei rappresentanti dei lavoratori in merito agli impatti | | | | Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori |
| S1-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori propri di sollevare preoccupazioni | | | Governance: Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance<br>Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori, Meccanismi di segnalazione<br>Condotta dell'impresa: Target e impegni, Azioni intraprese sugli IRO materiali, Meccanismi di segnalazione e verifica per violazioni del Codice Etico, regole anti-corruzione e altre norme |
| ESRS S1-3<br>Meccanismi di trattamento dei reclami/ delle denunce, paragrafo 32, lettera c) | Par. 32 (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance |
| S1-4 – Interventi su impatti rilevanti per la forza lavoro propria e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il perseguimento di opportunità rilevanti in relazione alla forza lavoro propria, nonché efficacia di tali azioni | | | | Informazioni generali: Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità<br>I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani<br>Forza lavoro di Eni: Politiche, Coinvolgimento dei lavoratori, Meccanismi di segnalazione e rimedio, Azioni intraprese sugli IRO materiali<br>Salute e Sicurezza: Salute delle persone |
| S1-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti | | | | Forza lavoro di Eni: Target e impegni |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| S1-6 – Caratteristiche dei dipendenti dell'impresa | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-7 – Caratteristiche dei lavoratori non dipendenti nella forza lavoro propria dell'impresa | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-8 – Copertura della contrattazione collettiva e dialogo sociale | | | | Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento del lavoratori, Relazioni industriali, Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-9 – Metriche della diversità | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-10 – Salari adeguati | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-11 – Protezione sociale | | PHASE-IN | | |
| S1-12 – Persone con disabilità | | PHASE-IN | | |
| S1-13 – Metriche di formazione e sviluppo delle competenze | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-14 – Metriche di salute e sicurezza | | | | Salute e sicurezza: Metriche e<br>Principi e criteri metodologici Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS S1-14<br>Numero di decessi e numero e tasso di infortuni connessi al lavoro, paragrafo 88, lettere b) e c) | Par. 88 (b), (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | PHASE-IN<br>(non-employees) | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS S1-14<br>Numero di giornate perdute a causa di ferite, infortuni, incidenti mortali o malattie, paragrafo 88, lettera e) | Par. 88 (e) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | PHASE-IN<br>(con riferimento alle malattie professionali. Phase-in adottatto anche per i non employees) | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-15 – Metriche dell'equilibrio tra vita professionale e vita privata | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-16 – Metriche di retribuzione (divario retributivo e retribuzione totale) | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS S1-16<br>Divario retributivo di genere non corretto, paragrafo 97, lettera a) | Par. 97 (a) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS S1-16<br>Eccesso di divario retributivo a favore dell'amministratore delegato, paragrafo 97, lettera b) | Par. 97 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S1-17 – Incidenti, denunce e impatti gravi in materia di diritti umani | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e meccanismi di segnalazione e grievance, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali<br>Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori, Meccanismi di segnalazione e rimedio<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS S1-17<br>Incidenti legati alla discriminazione, paragrafo 103, lettera a) | Par. 103 (a) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e meccanismi di segnalazione e grievance, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ESRS S1-17<br>Mancato rispetto dei principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani e OCSE, paragrafo 104, lettera a) | Par. 104 (a) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e meccanismi di segnalazione e grievance, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali<br>Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori, Meccanismi di segnalazione e rimedio<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **ENTITY SPECIFIC (ES)** | | | | |
| ES S1-1<br>Ore dedicate a formazione sui diritti umani | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-2<br>Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-3<br>Dipendenti all'estero locali | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-4<br>Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-5<br>Assunzioni da contratto a tempo indeterminato | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-6<br>Ore di formazione totale | | | | Forza lavoro di Eni: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-7<br>Near miss | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-8<br>Fatality index | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-9<br>Numero di ore lavorate | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-10<br>Partecipazioni ad iniziative di promozione della salute | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-11<br>Servizi sanitari sostenuti da Eni | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-12<br>Numero di denunce di malattie professionali presentate da eredi (Contrattisti) | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-13<br>Eventi di Process Safety Tier 1 | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S1-14<br>Eventi di Process Safety Tier 2 | | | | Salute e sicurezza: Metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **ESRS S2 LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE** | | | | |
| **ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi** | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Lavoratori nella catena del valore di Eni: Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| **ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale** | | | Fattori di rischio e incertezza: Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Lavoratori nella catena del valore di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali, Azioni intraprese sugli IRO materiali<br>Condotta d'impresa: La gestione sostenibile della catena di fornitura, Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| ESRS 2 SBM-3 – S2<br>Grave rischio di lavoro minorile o di lavoro forzato nella catena del lavoro, paragrafo 11, lettera b) | Par. 11 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| **S2-1 – Politiche connesse ai lavoratori nella catena del valore** | | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S2-1<br>Impegni politici in materia di diritti umani, paragrafo 17 | Par. 17 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S2-1<br>Politiche connesse ai lavoratori nella catena del valore, paragrafo 18 | Par. 18 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S2-1<br>Mancato rispetto dei principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani e delle linee guida dell'OCSE, paragrafo 19 | Par. 19 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S2-1<br>Politiche in materia di dovuta diligenza sulle questioni oggetto delle convenzioni fondamentali da 1 a 8 dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro, paragrafo 19 | Par. 19 – Benchmark Regulation | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| **S2-2 – Processi di coinvolgimento dei lavoratori nella catena del valore in merito agli impatti** | | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori della catena del valore, Azioni intraprese sugli IRO materiali<br>Condotta d'impresa: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Le iniziative anti-corruzione nei confronti della Value Chain di Eni |
| **S2-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori nella catena del valore di esprimere preoccupazioni** | | | Governance: Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance<br>Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori della catena del valore, Meccanismi di segnalazione per i lavoratori della catena del valore e processi di rimedio<br>Condotta d'impresa: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Meccanismi di segnalazione e verifica per violazioni del Codice Etico, regole anti-corruzione ed altre norme |
| **S2-4 – Interventi su impatti rilevanti per i lavoratori nella catena del valore e approcci per la gestione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti per i lavoratori nella catena del valore, nonché efficacia di tali azioni** | | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori della catena del valore e Azioni intraprese sugli IRO materiali<br>Condotta d'impresa: La gestione sostenibile della catena di fornitura, Azioni intraprese sugli IRO materiali |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ESRS S2-4<br>Problemi e incidenti in materia di diritti umani nella sua catena del valore a monte e a valle, paragrafo 36 | Par. 36 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali<br>Lavoratori nella catena del valore di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S2-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti | | | | Lavoratori nella catena del valore di Eni: Target e impegni<br>Condotta d'impresa: Target e impegni |
| **ESRS S3 COMUNITÀ INTERESSATE** | | | | |
| ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Comunità locali: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Comunità locali: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| S3-1 – Politiche relative alle comunità interessate | | | | Comunità locali: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S3-1<br>Impegni politici in materia di diritti umani, paragrafo 16 | Par. 16 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Comunità locali: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S3-1<br>Mancato rispetto dei principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, dei principi dell'OIL o delle linee guida dell'OCSE, paragrafo 17 | Par. 17 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | Comunità locali: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| S3-2 – Processi di coinvolgimento delle comunità interessate in merito agli impatti | | | | Comunità locali: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali<br>Comunità locali: Coinvolgimento delle comunità |
| S3-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono alle comunità interessate di esprimere preoccupazioni | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance |
| S3-4 – Interventi su impatti rilevanti sulle comunità interessate e approcci per gestire i rischi rilevanti e conseguire opportunità rilevanti per le comunità interessate, nonché efficacia di tali azioni | | | Risk Management Integrato | Comunità locali: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali<br>Comunità locali: Coinvolgimento delle comunità e Azioni e metriche |
| ESRS S3-4<br>Problemi e incidenti in materia di diritti umani, paragrafo 36 | Par. 36 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S3-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti | | | | Comunità locali: Target e impegni |
| ES S3-1 – Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani | | | | Comunità locali: Azioni e metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S3-2 – Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani | | | | Comunità locali: Azioni e metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| ES S3-3 – Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani | | | | Comunità locali: Azioni e metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES S3-4 – Numero di grievance | | | | Comunità locali: Azioni e metriche<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **ESRS S4 CONSUMATORI E UTILIZZATORI FINALI** | | | | |
| ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Clienti e consumatori di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale | | | | Informazioni generali: Attività di stakeholder engagement<br>Clienti e consumatori di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |
| S4-1 – Politiche connesse ai consumatori e agli utilizzatori finali | | | | Clienti e consumatori: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S4-1<br>Politiche connesse ai consumatori e agli utilizzatori finali, paragrafo 16 | Par. 16 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Clienti e consumatori: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS S4-1<br>Mancato rispetto dei principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani e delle linee guida dell'OCSE, paragrafo 17 | Par. 17 – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | Clienti e consumatori: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| S4-2 – Processi di coinvolgimento dei consumatori e degli utilizzatori finali in merito agli impatti | | | | Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti |
| S4-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai consumatori e agli utilizzatori finali di esprimere preoccupazioni | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance<br>Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti, Processi di rimedio e canali di segnalazione |
| S4-4 – Interventi su impatti rilevanti per i consumatori e gli utilizzatori finali e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti in relazione ai consumatori e agli utilizzatori finali, nonché efficacia di tali azioni | | | | I diritti umani per Eni: Il presidio di Eni sui diritti umani, La due diligence sui Diritti umani, Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali<br>Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti, Processi di rimedio e canali di segnalazione e Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| ESRS S4-4<br>Problemi e incidenti in materia di diritti umani, paragrafo 35 | Par. 35 – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti, Processi di rimedio e canali di segnalazione<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| S4-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti | | | | Clienti e consumatori: Target e impegni |
| **ESRS G1 BUSINESS CONDUCT** | | | | |
| ESRS 2 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo | | | Governance<br>Risk Management<br>Integrato | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali |
| ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti | | | | Business Conduct: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali |

| Obbligo di informativa e relativo datapoint | Altri regolamenti europei | Non materiale(*)/ Phase-in | Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2024 | Rendicontazione di Sostenibilità 2024 |
|---|---|---|---|---|
| **G1-1 – Politiche in materia di cultura d'impresa e condotta delle imprese** | | | | Business Conduct: Politiche, Azioni intraprese sugli IRO materiali, Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS G1-1<br>Convenzione delle Nazioni Unite contro la corruzione, paragrafo 10, lettera b) | Par. 10 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Principi e criteri metodologici: Politiche |
| ESRS G1-1<br>Protezione degli informatori, paragrafo 10, lettera d) | Par. 10 (d) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | NON APPLICABILE – in quanto esistono policy su "whistleblowers" | | Business Conduct: Politiche<br>Principi e criteri metodologici: Politiche |
| **G1-2 – Gestione dei rapporti con i fornitori** | | | | Business Conduct: La gestione sostenibile della catena di fornitura, Prassi di pagamento dei fornitori |
| ES G1-1<br>N° fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | | | | Business Conduct: La gestione sostenibile della catena di fornitura<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES G1-2<br>% di contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | | | | Business Conduct: La gestione sostenibile della catena di fornitura<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ES G1-3<br>% del valore dei contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG | | | | Business Conduct: La gestione sostenibile della catena di fornitura<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **G1-3 – Prevenzione e individuazione della corruzione attiva e passiva** | | | | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| **G1-4 – Casi accertati di corruzione attiva o passiva** | | | | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione, Il ruolo della funzione Internal Audit e relative azioni<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |
| ESRS G1-4<br>Ammende inflitte per violazioni delle leggi contro la corruzione attiva e passiva, paragrafo 24, lettera a) | Par. 24 (a) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation | | | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione, Il ruolo della funzione Internal Audit e relative azioni<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: Metodologie di riferimento |
| ESRS G1-4<br>Norme di lotta alla corruzione attiva e passiva, paragrafo 24, lettera b) | Par. 24 (b) – Sustainable Finance Disclosure Regulation | | | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione, Il ruolo della funzione Internal Audit e relative azioni<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: Metodologie di riferimento |
| **G1-5 – Influenza politica e attività di lobbying** | | | | Business Conduct: Le attività di lobbying di Eni, Contributi politici |
| **G1-6 – Prassi di pagamento** | | | | Business Conduct: Azioni intraprese sugli IRO materiali, Prassi di pagamento<br>Principi e criteri metodologici: Metriche: metodologie di riferimento |

# Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

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, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5-ter, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, che la rendicontazione di sostenibilità inclusa nella relazione sulla gestione è stata redatta:

a) conformemente agli standard di rendicontazione applicati ai sensi della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, e del decreto legislativo 6 settembre 2024, n. 125;
b) con le specifiche adottate a norma dell'articolo 8, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2020.

18 marzo 2025

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

# 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 2024 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 53 giorni.

### 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 2024.

### 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.
Si rinvia inoltre alla sezione "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" nelle note al Bilancio Consolidato.

### Programma di buy-back

L'Assemblea degli Azionisti del 15 maggio 2024, ha autorizzato un programma di buy-back per l'ammontare di €2 miliardi.
La prima tranche del programma di acquisto di azioni proprie 2024 avviato il 27 maggio 2024, si è conclusa a giugno con l'acquisto di 6,4 milioni di azioni proprie (pari allo 0,19% del capitale sociale) per un costo complessivo di €92 milioni.
La seconda tranche del programma di buy-back, avviata a giugno si è conclusa a febbraio con l'acquisto di 138 milioni di azioni proprie (pari al 4,19% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €1,908 miliardi.
Il 20 febbraio 2025, si è concluso il programma di buy-back di €2 miliardi con l'acquisto complessivo di 144 milioni di azioni. Considerando le azioni proprie già in portafoglio e gli acquisti effettuati dall'avvio del programma di buy-back in data 27 maggio 2024, nonché le assegnazioni gratuite di azioni ordinarie a dirigenti e a dipendenti, Eni detiene n. 229.335.738 azioni proprie pari al 6,98% del capitale sociale.

# 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 0,00675.

**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.

**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 $NO_x$ (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di $NO_x$ da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed $NO_2$, mentre sono escluse le emissioni di $N_2O$.

**Emissioni di $SO_x$ (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di $SO_2$ ed $SO_3$. 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 $H_2S$), 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.

**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.

**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 ($CO_2$), metano ($CH_4$) e protossido di azoto ($N_2O$). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in $CO_2$ equivalente ($CO_2$eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

**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).

**Net GHG Lifecycle Emissions** Emissioni GHG Scope 1+2+3 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.

**Net Carbon Footprint** Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

**Net Carbon Intensity** Rapporto tra Net absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

**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.

**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).

**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'intestazione 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 principio, 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

| | | | |
|---|---|---|---|
| **/a** | anno | **mgl** | migliaia |
| **bbl** | barili | **mld** | miliardi |
| **bbl/g** | barili/giorno | **mln** | milioni |
| **boe** | barili di petrolio equivalente | **n.** | numero |
| **boe/g** | barili di petrolio equivalente/giorno | **NGL** | Natural Gas Liquids |
| **/g** | giorno | **PCA** | Production Concession Agreement |
| **GNL** | Gas Naturale Liquefatto | **ppm** | parti per milione |
| **GPL** | Gas di Petrolio Liquefatto | **PSA** | Production Sharing Agreement |
| **GWh** | Gigawattora | **tep** | tonnellate di petrolio equivalente |
| **km** | chilometri | **ton** | tonnellate |
| **mc** | metri cubi | **TWh** | Terawattora |

# Bilancio consolidato

Schemi di bilancio 278
Note al bilancio consolidato 286
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 398
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 419

# STATO PATRIMONIALE

| (€ milioni) | Note | 31.12.2024 Totale | 31.12.2024 di cui verso parti correlate | 31.12.2023 Totale | 31.12.2023 di cui verso parti correlate |
|---|---|---|---|---|---|
| **ATTIVITÀ** | | | | | |
| **Attività correnti** | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (6) | 8.183 | | 10.193 | *3* |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (7) | 6.797 | | 6.782 | |
| Altre attività finanziarie | (17) | 1.085 | *48* | 896 | *19* |
| Crediti commerciali e altri crediti | (8) | 16.901 | *1.601* | 16.551 | *1.363* |
| Rimanenze | (9) | 6.259 | | 6.186 | |
| Attività per imposte sul reddito | (10) | 695 | | 460 | |
| Altre attività | (11) (24) | 3.662 | *54* | 5.637 | *32* |
| | | **43.582** | | **46.705** | |
| **Attività non correnti** | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (12) | 59.864 | | 56.299 | |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | (13) | 5.822 | | 4.834 | |
| Attività immateriali | (14) | 6.434 | | 6.379 | |
| Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo | (9) | 1.595 | | 1.576 | |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (16) (37) | 14.150 | | 12.630 | |
| Altre partecipazioni | (16) | 1.395 | | 1.256 | |
| Altre attività finanziarie | (17) | 3.215 | *2.380* | 2.301 | *1.840* |
| Attività per imposte anticipate | (23) | 6.322 | | 4.482 | |
| Attività per imposte sul reddito | (10) | 129 | | 142 | |
| Altre attività | (11) (24) | 4.011 | *142* | 3.393 | *168* |
| | | **102.937** | | **93.292** | |
| **Attività destinate alla vendita** | (25) | **420** | | **2.609** | |
| **TOTALE ATTIVITÀ** | | **146.939** | | **142.606** | |
| **PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO** | | | | | |
| **Passività correnti** | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (19) | 4.238 | *136* | 4.092 | *222* |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (19) | 4.582 | *21* | 2.921 | *21* |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | (13) | 1.279 | *152* | 1.128 | *21* |
| Debiti commerciali e altri debiti | (18) | 22.092 | *4.017* | 20.654 | *4.245* |
| Passività per imposte sul reddito | (10) | 587 | | 1.685 | |
| Altre passività | (11) (24) | 5.049 | *34* | 5.579 | *62* |
| | | **37.827** | | **36.059** | |
| **Passività non correnti** | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (19) | 21.570 | *79* | 21.716 | *65* |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | (13) | 5.174 | *31* | 4.208 | *6* |
| Fondi per rischi e oneri | (21) | 15.774 | | 15.533 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (22) | 681 | | 748 | |
| Passività per imposte differite | (23) | 5.581 | | 4.702 | |
| Passività per imposte sul reddito | (10) | 40 | | 38 | |
| Altre passività | (11) (24) | 4.449 | *520* | 4.096 | *511* |
| | | **53.269** | | **51.041** | |
| **Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita** | (25) | **195** | | **1.862** | |
| **TOTALE PASSIVITÀ** | | **91.291** | | **88.962** | |
| Capitale sociale | | 4.005 | | 4.005 | |
| Utili relativi a esercizi precedenti | | 32.552 | | 32.988 | |
| Riserve per differenze cambio da conversione | | 8.081 | | 5.238 | |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | | 8.406 | | 8.515 | |
| Azioni proprie | | (2.883) | | (2.333) | |
| Utile dell'esercizio | | 2.624 | | 4.771 | |
| **Totale patrimonio netto di Eni** | | **52.785** | | **53.184** | |
| **Interessenze di terzi** | | **2.863** | | **460** | |
| **TOTALE PATRIMONIO NETTO** | (26) | **55.648** | | **53.644** | |
| **TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO** | | **146.939** | | **142.606** | |

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2023 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

# CONTO ECONOMICO

| (€ milioni) | Note | 2024 Totale | 2024 di cui verso parti correlate | 2023 Totale | 2023 di cui verso parti correlate | 2022 Totale | 2022 di cui verso parti correlate |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 88.797 | *2.997* | 93.717 | *4.322* | 132.512 | *10.872* |
| Altri ricavi e proventi | | 2.417 | *279* | 1.099 | *156* | 1.175 | *156* |
| **TOTALE RICAVI** | (29) | **91.214** | | **94.816** | | **133.687** | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (30) | (71.114) | *(17.404)* | (73.836) | *(15.885)* | (102.529) | *(15.327)* |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti | (8) | (168) | *(2)* | (249) | *5* | 47 | *(2)* |
| Costo lavoro | (30) | (3.262) | *3* | (3.136) | *(8)* | (3.015) | *(18)* |
| Altri proventi (oneri) operativi | (24) | (352) | *201* | 478 | *17* | (1.736) | *3.306* |
| Ammortamenti | (12) (13) (14) | (7.600) | | (7.479) | | (7.205) | |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (15) | (2.900) | | (1.802) | | (1.140) | |
| Radiazioni | (12) (13) (14) | (580) | | (535) | | (599) | |
| **UTILE OPERATIVO** | | **5.238** | | **8.257** | | **17.510** | |
| Proventi finanziari | (31) | 7.715 | *198* | 7.417 | *155* | 8.450 | *160* |
| Oneri finanziari | (31) | (8.980) | *(57)* | (8.113) | *(28)* | (9.333) | *(164)* |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (31) | 388 | | 284 | | (55) | |
| Strumenti finanziari derivati | (24) (31) | 278 | | (61) | *1* | 13 | *2* |
| **PROVENTI (ONERI) FINANZIARI** | | **(599)** | | **(473)** | | **(925)** | |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | | 866 | | 1.336 | | 1.841 | |
| Altri proventi (oneri) su partecipazioni | | 984 | *(12)* | 1.108 | *445* | 3.623 | *30* |
| **PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI** | (16) (32) | **1.850** | | **2.444** | | **5.464** | |
| **UTILE ANTE IMPOSTE** | | **6.489** | | **10.228** | | **22.049** | |
| Imposte sul reddito | (33) | (3.725) | | (5.368) | | (8.088) | |
| **UTILE DELL'ESERCIZIO** | | **2.764** | | **4.860** | | **13.961** | |
| Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni | | 2.624 | | 4.771 | | 13.887 | |
| Interessenze di terzi | (26) | 140 | | 89 | | 74 | |
| | | | | | | | |
| **Utile per azione** (ammontari in € per azione) | (34) | | | | | | |
| - semplice | | 0,79 | | 1,41 | | 3,96 | |
| - diluito | | 0,78 | | 1,40 | | 3,95 | |

# PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

| (€ milioni) | Note | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| **Utile dell'esercizio** | | **2.764** | **4.860** | **13.961** |
| **Altre componenti dell'utile complessivo:** | | | | |
| ***Componenti non riclassificabili a conto economico*** | | | | |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti | (26) | 8 | (31) | 60 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | 1 | (2) | 3 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | (26) | 62 | 45 | 56 |
| Effetto fiscale | (26) | (4) | 10 | (5) |
| | | **67** | **22** | **114** |
| ***Componenti riclassificabili a conto economico*** | | | | |
| Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | (26) | 3.066 | (2.010) | 1.095 |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (26) | (912) | 541 | 794 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | (69) | 54 | (12) |
| Effetto fiscale | (26) | 263 | (158) | (234) |
| | | **2.348** | **(1.573)** | **1.643** |
| **Totale altre componenti dell'utile complessivo** | | **2.415** | **(1.551)** | **1.757** |
| **Totale utile complessivo dell'esercizio** | | **5.179** | **3.309** | **15.718** |
| Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni | | 4.962 | 3.220 | 15.643 |
| Interessenze di terzi | | 217 | 89 | 75 |

# PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | Note | Patrimonio netto di Eni | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Capitale sociale | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile dell'esercizio | **Totale** | Interessenze di terzi | **Totale patrimonio netto** |
| **Saldi al 31 dicembre 2023** | (26) | **4.005** | **32.988** | **5.238** | **8.515** | **(2.333)** | **4.771** | **53.184** | **460** | **53.644** |
| **Utile dell'esercizio** | | | | | | | **2.624** | **2.624** | **140** | **2.764** |
| **Altre componenti dell'utile complessivo** | | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (26) | | | | 4 | | | 4 | | 4 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | | | | 1 | | | 1 | | 1 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | (26) | | | | 62 | | | 62 | | 62 |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | | | | | **67** | | | **67** | | **67** |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | (26) | | | 2.992 | (2) | | | 2.990 | 76 | 3.066 |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (26) | | | | (648) | | | (648) | (1) | (649) |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | | | | (71) | | | (71) | 2 | (69) |
| **Componenti riclassificabili a conto economico** | | | | **2.992** | **(721)** | | | **2.271** | **77** | **2.348** |
| **Utile complessivo dell'esercizio** | | | | **2.992** | **(654)** | | **2.624** | **4.962** | **217** | **5.179** |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | (26) | | (3.067) | | | | | (3.067) | | (3.067) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | (50) | (50) |
| Destinazione utile residuo 2023 | | | 4.771 | | | | (4.771) | | | |
| Versamenti da azionisti terzi | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Acquisto azioni proprie | (26) | | (2.003) | | 2.003 | (2.003) | | (2.003) | | (2.003) |
| Annullamento azioni proprie | (26) | | | | (1.375) | 1.375 | | | | |
| Piano Incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso | (26) (30) | | 24 | | (78) | 78 | | 24 | | 24 |
| Emissione di obbligazioni subordinate perpetue | (26) | | | | | | | | 1.848 | 1.848 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (26) | | (138) | | | | | (138) | | (138) |
| Variazione interessenze di terzi | (26) | | 196 | | | | | 196 | 392 | 588 |
| **Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale** | | | **(217)** | | **550** | **(550)** | **(4.771)** | **(4.988)** | **2.191** | **(2.797)** |
| Altre variazioni | | | (219) | (149) | (5) | | | (373) | (5) | (378) |
| **Altri movimenti di patrimonio netto** | | | **(219)** | **(149)** | **(5)** | | | **(373)** | **(5)** | **(378)** |
| **Saldi al 31 dicembre 2024** | (26) | **4.005** | **32.552** | **8.081** | **8.406** | **(2.883)** | **2.624** | **52.785** | **2.863** | **55.648** |

(segue)

(segue)

# PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | 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 dell'esercizio | Totale | | |
| **Saldi al 31 dicembre 2022** | | **4.005** | **23.455** | **7.564** | **8.785** | **(2.937)** | **13.887** | **54.759** | **471** | **55.230** |
| **Utile dell'esercizio** | | | | | | | **4.771** | **4.771** | **89** | **4.860** |
| **Altre componenti dell'utile complessivo** | | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (26) | | | | (21) | | | (21) | | (21) |
| 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) | | | | 45 | | | 45 | | 45 |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | | | | | **22** | | | **22** | | **22** |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | (26) | | | (2.001) | (9) | | | (2.010) | | (2.010) |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (26) | | | | 383 | | | 383 | | 383 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (26) | | | | 54 | | | 54 | | 54 |
| **Componenti riclassificabili a conto economico** | | | | **(2.001)** | **428** | | | **(1.573)** | | **(1.573)** |
| **Utile complessivo dell'esercizio** | | | | **(2.001)** | **450** | | **4.771** | **3.220** | **89** | **3.309** |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | (26) | | (3.005) | | | | | (3.005) | | (3.005) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | (36) | (36) |
| Destinazione utile residuo 2022 | | | 13.887 | | | | (13.887) | | | |
| Rimborsi ad azionisti terzi | | | | | | | | | (16) | (16) |
| Acquisto azioni proprie | (26) | | (1.837) | | 1.837 | (1.837) | | (1.837) | | (1.837) |
| Annullamento azioni proprie | (26) | | | | (2.400) | 2.400 | | | | |
| Piano Incentivazione a lungo termine | (26) (30) | | 20 | | (41) | 41 | | 20 | | 20 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | (26) | | (138) | | | | | (138) | | (138) |
| Variazione interessenze di terzi | (26) | | 47 | | | | | 47 | (47) | |
| **Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale** | | | **8.974** | | **(604)** | **604** | **(13.887)** | **(4.913)** | **(99)** | **(5.012)** |
| Effetto emissione di obbligazioni convertibili | (26) | | | | 79 | | | 79 | | 79 |
| Altre variazioni | | | 559 | (325) | (195) | | | 39 | (1) | 38 |
| **Altri movimenti di patrimonio netto** | | | **559** | **(325)** | **(116)** | | | **118** | **(1)** | **117** |
| **Saldi al 31 dicembre 2023** | (26) | **4.005** | **32.988** | **5.238** | **8.515** | **(2.333)** | **4.771** | **53.184** | **460** | **53.644** |

(segue)

# (segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | Patrimonio netto di Eni | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Capitale sociale | Utili relativi a esercizi precedenti | Riserva per differenze cambio da conversione | Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | Azioni proprie | Utile dell'esercizio | **Totale** | Interessenze di terzi | **Totale patrimonio netto** |
| **Saldi al 31 dicembre 2021** | **4.005** | **22.750** | **6.530** | **6.289** | **(958)** | **5.821** | **44.437** | **82** | **44.519** |
| **Utile dell'esercizio** | | | | | | **13.887** | **13.887** | **74** | **13.961** |
| **Altre componenti dell'utile complessivo** | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | 55 | | | 55 | | 55 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | 3 | | | 3 | | 3 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | | | | 56 | | | 56 | | 56 |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | | | | **114** | | | **114** | | **114** |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | 1.093 | 1 | | | 1.094 | 1 | 1.095 |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | 560 | | | 560 | | 560 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | (12) | | | (12) | | (12) |
| **Componenti riclassificabili a conto economico** | | | **1.093** | **549** | | | **1.642** | **1** | **1.643** |
| **Utile complessivo dell'esercizio** | | | **1.093** | **663** | | **13.887** | **15.643** | **75** | **15.718** |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | | | | | | (1.522) | (1.522) | | (1.522) |
| Acconto sul dividendo | | (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 | | (2.400) | | 2.400 | (2.400) | | (2.400) | | (2.400) |
| Annullamento azioni proprie | | | | (400) | 400 | | | | |
| Piano Incentivazione a lungo termine | | 18 | | (21) | 21 | | 18 | | 18 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | (138) | | | | | (138) | | (138) |
| Variazione interessenze di terzi | | 196 | | | | | 196 | 281 | 477 |
| **Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale** | | **475** | | **1.979** | **(1.979)** | **(5.821)** | **(5.346)** | **313** | **(5.033)** |
| Altre variazioni | | 230 | (59) | (146) | | | 25 | 1 | 26 |
| **Altri movimenti di patrimonio netto** | | **230** | **(59)** | **(146)** | | | **25** | **1** | **26** |
| **Saldi al 31 dicembre 2022** | **4.005** | **23.455** | **7.564** | **8.785** | **(2.937)** | **13.887** | **54.759** | **471** | **55.230** |

# RENDICONTO FINANZIARIO

| (€ milioni) | Note | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| **Utile dell'esercizio** | | **2.764** | **4.860** | **13.961** |
| Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa: | | | | |
| Ammortamenti | (12) (13) (14) | 7.600 | 7.479 | 7.205 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (15) | 2.900 | 1.802 | 1.140 |
| Radiazioni | (12) (13) (14) | 580 | 535 | 599 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (16) (32) | (866) | (1.336) | (1.841) |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (601) | (441) | (524) |
| Dividendi | (32) | (227) | (255) | (351) |
| Interessi attivi | | (497) | (517) | (159) |
| Interessi passivi | | 1.245 | 1.000 | 1.033 |
| Imposte sul reddito | (33) | 3.725 | 5.368 | 8.088 |
| Altre variazioni | | (158) | (700) | (2.773) |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | | 1.286 | 1.811 | (1.279) |
| *- rimanenze* | | *68* | *1.792* | *(2.528)* |
| *- crediti commerciali* | | *1.145* | *3.322* | *(1.036)* |
| *- debiti commerciali* | | *110* | *(4.823)* | *2.284* |
| *- fondi per rischi e oneri* | | *(87)* | *97* | *2.028* |
| *- altre attività e passività* | | *50* | *1.423* | *(2.027)* |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti | | (105) | 1 | 39 |
| Dividendi incassati | | 1.946 | 2.255 | 1.545 |
| Interessi incassati | | 456 | 459 | 116 |
| Interessi pagati | | (1.130) | (919) | (851) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | | (5.826) | (6.283) | (8.488) |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | | **13.092** | **15.119** | **17.460** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | (36) | ***(11.508)*** | ***(7.011)*** | ***223*** |
| Flusso di cassa degli investimenti | | (11.782) | (12.404) | (10.793) |
| *- attività materiali* | (12) | *(7.999)* | *(8.739)* | *(7.700)* |
| *- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing* | (13) | *(5)* | | *(3)* |
| *- attività immateriali* | (14) | *(486)* | *(476)* | *(356)* |
| *- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite* | (5) (27) | *(1.795)* | *(1.277)* | *(1.636)* |
| *- partecipazioni* | (16) | *(798)* | *(1.315)* | *(1.675)* |
| *- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa* | | *(185)* | *(388)* | *(350)* |
| *- variazione debiti relativi all'attività di investimento* | | *(514)* | *(209)* | *927* |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | | 2.496 | 845 | 2.989 |
| *- attività materiali* | | *1.354* | *122* | *149* |
| *- attività immateriali* | | *21* | *32* | *17* |
| *- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute* | (5) (27) | *887* | *395* | *(60)* |
| *- partecipazioni* | | *526* | *47* | *1.096* |
| *- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa* | | *69* | *32* | *483* |
| *- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento* | | *(361)* | *217* | *1.304* |
| Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | | (531) | 2.194 | 786 |
| **Flusso di cassa netto da attività di investimento** | | **(9.817)** | **(9.365)** | **(7.018)** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | (36) | ***(3.140)*** | ***(1.695)*** | ***(32)*** |

(segue)

# (segue) RENDICONTO FINANZIARIO

| (€ milioni) | Note | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| Assunzione di debiti finanziari a lungo termine | (19) | 3.516 | 4.971 | 130 |
| Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine | (19) | (4.748) | (3.161) | (4.074) |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (13) | (1.205) | (963) | (994) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | (19) | (61) | (1.495) | 1.375 |
| Dividendi pagati ad azionisti Eni | | (3.068) | (3.046) | (3.009) |
| Dividendi pagati ad altri azionisti | | (45) | (36) | (60) |
| Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi | | 589 | (16) | 92 |
| Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate | | | (60) | 536 |
| Altri apporti | | 14 | | |
| Acquisto di azioni proprie | (26) | (2.012) | (1.803) | (2.400) |
| Effetto emissione di obbligazioni convertibili | (26) | | 79 | |
| Emissione di obbligazioni subordinate perpetue | (26) | 1.778 | | |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue | (26) | (138) | (138) | (138) |
| **Flusso di cassa netto da attività di finanziamento** | | **(5.380)** | **(5.668)** | **(8.542)** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | (36) | ***(20)*** | ***(162)*** | ***(88)*** |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 83 | (62) | 16 |
| **Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti** | | **(2.022)** | **24** | **1.916** |
| **Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio** | (6) | **10.205** | **10.181** | **8.265** |
| **Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio[a]** | (6) | **8.183** | **10.205** | **10.181** |

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2023 comprendono €12 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".

# 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")[1] 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[2]. 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 2024, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2025, 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 diversamente indicato.

### 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 e assunzioni relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi e assunzioni 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 2024. 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 di Neutralità carbonica definita da Eni, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C, si compone di una serie di azioni e iniziative volte al raggiungimento della Neutralità carbonica al 2050 attraverso l'azzeramento netto di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti. 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 delinearsi 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 esposi-

(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) Gli IFRS utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2024.

zioni 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 timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

## 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.

I valori delle imprese controllate sono rilevati integralmente, nel bilancio consolidato (c.d. metodo dell'integrazione globale), 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, apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni infragruppo"). Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio. Tra le interessenze di terzi figurano anche le obbligazioni perpetue subordinate emesse da società controllate per le quali il Gruppo detiene il diritto incondizionato a differire il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti[3], ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[4], 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 rilevati 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 (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo"); analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo") gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Inoltre, nell'ambito della cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo, l'eventuale presenza di opzioni put sulle interessenze di terzi, esercitabili al verificarsi di eventi non sotto il controllo del Gruppo, determina la rilevazione di una passività, pari al valore attuale del c.d. redemption amount, in contropartita al patrimonio netto di Gruppo.

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) della stima del fair value di eventuali corrispettivi aggiuntivi, da regolarsi per cassa al verificarsi di determinate condizioni contrattualmente definite; (iv) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[5].

Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione 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 (c.d. 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.

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.

(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 2024".
(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.

## 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 2024", 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[6].

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, 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. Diversamente, il valore di iscrizione non è adeguato a seguito di variazioni di patrimonio netto della partecipata derivanti, a titolo di esempio, dall'emissione, da parte della partecipata, di obbligazioni subordinate perpetue o obbligazioni convertibili non sottoscritte dal Gruppo. 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 (c.d. 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 (c.d. 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[7]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[8]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

## 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

(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) 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.
(8) 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.

per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri.
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 relativo fair value[9], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo trasferito 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 (c.d. 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.

## 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 acquisizioni 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[10]. 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 (c.d. 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[11]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della 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 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 parteci-

(9) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".
(10) Le differenze di cambio associate a elementi monetari infragruppo derivanti da operazioni concluse tra imprese consolidate operanti con valute differenti non sono oggetto di eliminazione.
(11) 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".

pativa 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 imprese 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 2024** | **Cambi al 31 dicembre 2024** | Cambi medi dell'esercizio 2023 | Cambi al 31 dicembre 2023 | Cambi medi dell'esercizio 2022 | Cambi al 31 dicembre 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Dollaro USA | 1,08 | 1,04 | 1,08 | 1,11 | 1,05 | 1,07 |
| Sterlina inglese | 0,85 | 0,83 | 0,87 | 0,87 | 0,85 | 0,89 |
| Dollaro australiano | 1,64 | 1,68 | 1,63 | 1,63 | 1,52 | 1,57 |

## 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 (c.d. 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 (c.d. 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 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 (o un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati) 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 giustificarne 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[12] 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'ammortamento 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 AGREEMENTS 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 E 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.

## 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 incertezza. 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.

(12) Il periodo è inteso come il trimestre.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, la stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici 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 iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente; (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 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 sia ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP") che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.

## ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali 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 (c.d. 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 significativo e ragionevolmente determinabile. 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 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 rimovibili 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[13]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo; 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")[14]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, 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[15], 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[16]; (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 come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[17]; (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 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[18], 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 (c.d. 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.

(13) 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.
(14) Eni si avvale della possibilità 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.
(15) 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).
(16) 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.
(17) 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.
(18) 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.

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 (c.d. 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, tenendo conto di tutti i fatti e circostanze che generano un incentivo economico, o meno, all'esercizio di eventuali 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 comprendono 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 al punto "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. Il valore di iscrizione dell'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzato su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è sottoposto a verifica di recuperabilità.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico, ivi inclusi i costi per lo sviluppo di progetti CCS (Carbon, Capture and Storage) antecedenti la costruzione dell'infrastruttura fisica, 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 rendere 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.
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.
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 $CO_2$ (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[19] 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'allocazione, 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 Biochemistry, al business Power, ai business E-Mobility, Retail Domestic e Renewables, ai business Fuel Sales, Biomethane e Green Refinery, al business Agri-Feedstock, al business CCUS e al business Eni Rewind, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business REVT (Refining EVolution and Transformation), 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 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[20].

## 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 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

(19) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".
(20) 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.

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 verifica della recuperabilità delle attività non finanziarie dipende 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 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 definizione del valore recuperabile sono quantificati 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. Relativamente ai prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti, 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"). Inoltre, la stima dei flussi di cassa futuri, che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi, è effettuata tenendo conto: (i) del percorso evolutivo del sistema energetico futuro, (ii) dei fondamentali dei diversi mercati energetici; nonché (iii) del costante benchmark con le view di banche d'affari e altri istituti specializzati.
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 e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività non finanziarie sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

## STRUMENTI FINANZIARI

### ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie detenute dal Gruppo sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; e (ii) 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 (c.d. 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[21] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

(21) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

Le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al costo ammortizzato sono valutate 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.

## 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 c.d. expected credit loss model[22].
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 (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. 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 (c.d. 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, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[23].
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 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 dei 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; differentemente,

(22) L'expected credit loss model si applica anche: (i) ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL; nonché (ii) ai contratti di performance guarantee emessi. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie emesse non sono rilevanti.
(23) 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.

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 (c.d. metrica ESG), sono valutate al costo ammortizzato. La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo. L'emissione di un prestito obbligazionario convertibile in azioni dell'emittente (privo di opzioni sostanziali di regolamento alternativo per cassa) determina la separata rilevazione delle componenti dello strumento rappresentate dalla componente debito, valutata al costo ammortizzato, e dall'opzione di conversione in azione dell'emittente, rilevata a patrimonio netto. Eventuali costi di transazione sono ripartiti proporzionalmente tra la passività finanziaria e lo strumento di equity.

### GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di supplier finance arrangement (supply chain finance, payable finance, reverse factoring e accordi similari) funzionali all'ottenimento di dilazioni di pagamento rispetto ai termini originari, senza prevedere il necessario ed automatico 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 di natura finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione inziale del debito, una variazione non monetaria, 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 sono attività e passività rilevate e valutate 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 cumulate 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 (c.d. basis adjustment).

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 valutate

al costo ammortizzato e/o attività non finanziarie, sono scorporati se le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale. 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 (c.d. 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

Gli accantonamenti per fondi per rischi e oneri 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 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 probabile 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.
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.

## 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 dell'ammontare e del timing 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.

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, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché le posizioni delle autorità competenti consentono 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.

Peraltro, considerato il significativo arco temporale coperto dai fondi bonifica ambientale, ulteriori elementi di incertezza legati alla stima sono connessi alla definizione: (i) dell'orizzonte temporale necessario alla riduzione dei contaminanti; (ii) dei costi futuri da sostenersi per le attività di bonifica; (iii) dei tassi di attualizzazione e inflazione.

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.

## 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 (c.d. 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 (c.d. net interest) comprendono gli interessi passivi sulla passività e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano. Il net interest è determinato applicando alla passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per la stessa ed 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 (c.d. 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 (c.d. 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. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Differentemente, 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 dei piani di incentivazione con pagamento basato su azioni (Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni e Piano di Azionariato Diffuso).
Con riferimento ai Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni, 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 (c.d. 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. Analogo trattamento è adottato con riferimento al Piano di Azionariato Diffuso il cui costo, determinato sulla base del fair value delle azioni alla data di assegnazione, è ripartito lungo il periodo temporale (triennio) previsto affinché il dipendente possa acquisire la piena totalità e disponibilità delle azioni assegnate.

### 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. 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, il valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti varia in funzione delle c.d. 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. Maggiori dettagli in merito ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono forniti nella nota n. 30 - Costi.

## STRUMENTI DI EQUITY

### AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio dei piani di incentivazione azionaria e del Piano di Azionariato Diffuso, 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[24]. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori 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

I ricavi da contratti con la clientela sono rilevati al soddisfacimento della relativa performance obligation, 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, il GNL 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.

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 performance, 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 permute 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 sostenuti per 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 impu-

(24) 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.

tazione 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 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.
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.
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.
Inoltre, la necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività 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.
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.
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 forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (c.d. exit price).
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 effettiva mente a realizzare.

# 2 Schemi di bilancio

Gli schemi di bilancio sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente.

# 3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche agli IFRS, efficaci a partire dal 1° gennaio 2024 non hanno prodotto effetti significativi.

# 4 Principi contabili di recente emanazione

## PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2024/2862 emesso dalla Commissione Europea in data 12 novembre 2024, sono state omologate le modifiche allo IAS 21 "Impossibilità di cambio" volte, sostanzialmente, a richiedere la stima di un tasso di cambio corrente nel caso in cui una valuta non sia convertibile in un'altra. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2025.

## PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 9 aprile 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 18 "Presentation and Disclosure in Financial Statements" che sostituisce lo IAS 1. In particolare, al fine di aumentare la comparabilità e la trasparenza delle informazioni, l'IFRS 18: (i) richiede la presentazione di specifici

risultati parziali nello schema di conto economico e apporta limitate modifiche, essenzialmente, agli schemi di rendiconto finanziario e stato patrimoniale; (ii) introduce specifiche disclosure, da fornirsi nelle note al bilancio, sulle management-defined performance measure; e (iii) introduce nuovi principi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni presentate in bilancio. Le disposizioni dell'IFRS 18 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 9 maggio 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 19 "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures", volto a ridurre i disclosure requirement ai fini della redazione del bilancio di esercizio (e, eventualmente, consolidato) delle società (che non siano né quotate né istituzioni finanziarie) controllate, direttamente o indirettamente, da una società che redige il proprio bilancio consolidato IFRS, disponibile per il pubblico utilizzo. Le disposizioni dell'IFRS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 30 maggio 2024, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments" volte sostanzialmente a chiarire il timing dell'eliminazione contabile di passività finanziarie regolate tramite sistemi di pagamento elettronici e a fornire chiarimenti in merito alla classificazione delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di governance (ad es. sustainability bond). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1°gennaio 2026.

In data 18 luglio 2024, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards – Volume 11", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

In data 18 dicembre 2024, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contracts Referencing Nature-dependent Electricity" volte sostanzialmente a: (i) chiarire l'utilizzo della "own-use exemption" per i contratti di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili; e (ii) consentire, al soddisfacimento di determinate condizioni, la designazione di una copertura cash flow hedge in presenza di contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (regolabili su base netta). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1°gennaio 2026.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione di cui sopra e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

# 5 Business combination e altre transazioni significative

## Acquisizioni

Nel 2024 Eni ha finalizzato operazioni di aggregazione aziendale con acquisizione del controllo di società terze per un investimento complessivo di €2.060 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €468 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €265 milioni.

### EXPLORATION & PRODUCTION

Il 31 gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con attività prevalentemente a gas naturale, localizzate in Indonesia, Algeria, Regno Unito e Paesi Bassi per il corrispettivo di €1.959 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €476 milioni; (ii) attività non correnti per €3.698 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €405 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €257 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €1.810 milioni. Il prezzo è stato allocato in via definitiva principalmente a riserve certe e a riserve probabili/possibili, senza rilevazione di goodwill.

### PLENITUDE

Nel 2024 Plenitude ha finalizzato acquisizioni principalmente in Spagna singolarmente non significative per il corrispettivo complessivo di €51 milioni, assumendo indebitamento finanziario netto di €53 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €8 milioni. Le acquisizioni hanno riguardato società operanti nel settore delle energie rinnovabili con capacità complessiva di circa 305 MW e, nel settore retail, l'acquisizione del controllo attraverso l'acquisto della quota residua del 49% di Enera Conseil SAS. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite di Enera Conseil SAS è stata effettuata su basi provvisorie con la rilevazione di goodwill per €5 milioni.

### ENILIVE

Il 31 maggio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% delle società Atenoil, con sede in Spagna, che operano nel settore della distribuzione al dettaglio di carburanti attraverso una rete di stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia per il corrispettivo di €50 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €5 milioni; (ii) attività non correnti per €37 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €10 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €10 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con la rilevazione di goodwill per €28 milioni.

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2023 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.
I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle business combination e altre transazioni significative del 2024, riepilogate per settore-linea di business, sono riportati nella seguente tabella.

| (€ milioni) | Exploration & Production - Gruppo Neptune Energy | Plenitude - Energie rinnovabili e retail | Enilive - Atenoil | Totale |
|---|---|---|---|---|
| Disponibilità liquide ed equivalenti | 257 | 8 | | 265 |
| Attività finanziarie correnti | 233 | | | 233 |
| Altre attività | 476 | 5 | 5 | 486 |
| **Totale attività correnti** | **966** | **13** | **5** | **984** |
| Immobili, impianti e macchinari | 2.501 | 71 | 14 | 2.586 |
| Attività per imposte anticipate | 407 | | | 407 |
| Altre attività | 790 | 57 | 23 | 870 |
| **Totale attività non correnti** | **3.698** | **128** | **37** | **3.863** |
| **TOTALE ATTIVITÀ** | **4.664** | **141** | **42** | **4.847** |
| Passività finanziarie | 45 | | 8 | 53 |
| Altre passività | 310 | 3 | 6 | 319 |
| **Totale passività correnti** | **355** | **3** | **14** | **372** |
| Passività finanziarie | 850 | 61 | 2 | 913 |
| Fondi per rischi e oneri | 829 | | 1 | 830 |
| Passività per imposte differite | 586 | | 3 | 589 |
| Altre passività | 85 | 2 | | 87 |
| **Totale passività non correnti** | **2.350** | **63** | **6** | **2.419** |
| **TOTALE PASSIVITÀ** | **2.705** | **66** | **20** | **2.791** |
| **ATTIVITÀ NETTE ACQUISITE** | **1.959** | **75** | **22** | **2.056** |
| Goodwill | | 5 | 28 | 33 |
| Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo | | (28) | | (28) |
| Interessenze di terzi | | (1) | | (1) |
| **Totale prezzo di acquisto** | **1.959** | **51** | **50** | **2.060** |

Le società acquisite nel 2024 contribuiscono ai ricavi del gruppo per €758 milioni e all'utile complessivo per €319 milioni, di cui il gruppo Neptune rispettivamente per €689 milioni e €325 milioni. I costi delle acquisizioni non sono significativi.

## Disinvestimenti

Nel 2024 Eni ha eseguito un piano di dismissioni di attività petrolifere nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la politica finanziaria di selettività nello spending, nonché della strategia di creazione di entità finanziariamente indipendenti, focalizzate geograficamente, aggregando le proprie attività con quelle di altri operatori per massimizzare le sinergie e le opportunità di generazione di cassa. Le operazioni di dismissione/conferimento realizzate hanno comportato un incasso complessivo di €1.040 milioni e l'acquisizione di partecipazioni in società collegate di €788 milioni, cedendo disponibilità finanziarie nette di €101 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €153 milioni.

### EXPLORATION & PRODUCTION

Il 22 agosto 2024 è stata finalizzata la cessione delle attività petrolifere onshore in Nigeria classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2023. L'operazione ha comportato la cessione del controllo della Nigerian Agip Oil Co Ltd e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €608 milioni, di cui attività finanziarie nette di €22 milioni e il realizzo di una plusvalenza di €371 milioni.

Il 3 ottobre 2024 è stata finalizzata la business combination con Ithaca Energy Plc con l'aggregazione della quasi totalità delle attività Eni di produzione di petrolio e gas localizzate nella piattaforma continentale del Regno Unito con il portafoglio di attività complementari dell'operatore britannico indipendente. A fronte di tale aggregazione la società Eni conferente Eni UK ha ricevuto azioni ordinarie Ithaca Energy di nuova emissione rappresentative di una partecipazione pari a circa il 38,7% del capitale sociale dell'entità risultante dall'aggregazione. L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni Elgin/Franklin Ltd, Eni UKCS Ltd, Eni Energy E&P UK Ltd (ex Neptune E&P UK Ltd) e Eni Energy E&P UKCS Ltd (ex Neptune E&P UKCS Ltd) che sono state conferite in Ithaca Energy Plc con la cessione di attività e passività nette di €670 milioni, di cui attività finanziarie nette di €67 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti per €103 milioni e, in cambio, la rilevazione della partecipazione in Ithaca Energy Plc per €788 milioni con una plusvalenza da conferimento di €118 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 61,3%, c.d. metodo della "downstream transaction".

### REFINING

Il 3 settembre 2024 è stata finalizzata la cessione del 100% della società Eni Ecuador SA e della sua controllata Esain SA attive nel business del trasporto, stoccaggio, confezionamento e commercializzazione del GPL. L'operazione ha comportato la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €53 milioni, di cui €12 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti e il realizzo di una plusvalenza di €7 milioni.

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2024 sono riportati nella seguente tabella.

| (€ milioni) | Exploration & Production - Nigerian Agip Oil Co Ltd | Exploration & Production - Business combination Ithaca Energy Plc | Refining - Eni Ecuador SA | Totale |
|---|---|---|---|---|
| Disponibilità liquide ed equivalenti | 38 | 103 | 12 | 153 |
| Altre attività | 675 | 89 | 38 | 802 |
| **Totale attività correnti** | **713** | **192** | **50** | **955** |
| Immobili, impianti e macchinari | 806 | 1.333 | 18 | 2.157 |
| Attività per imposte anticipate | 86 | 327 | | 413 |
| Altre attività | 76 | 44 | 5 | 125 |
| **Totale attività non correnti** | **968** | **1.704** | **23** | **2.695** |
| **TOTALE ATTIVITÀ** | **1.681** | **1.896** | **73** | **3.650** |
| Passività finanziarie | 10 | | | 10 |
| Altre passività | 509 | 292 | 15 | 816 |
| **Totale passività correnti** | **519** | **292** | **15** | **826** |
| Passività finanziarie | 6 | 36 | | 42 |
| Altre passività | 548 | 898 | 5 | 1.451 |
| **Totale passività non correnti** | **554** | **934** | **5** | **1.493** |
| **TOTALE PASSIVITÀ** | **1.073** | **1.226** | **20** | **2.319** |
| Totale patrimonio netto di Eni | 608 | 670 | 53 | 1.331 |
| **TOTALE PATRIMONIO NETTO** | **608** | **670** | **53** | **1.331** |
| **TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO** | **1.681** | **1.896** | **73** | **3.650** |

## 6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.183 milioni (€10.193 milioni al 31 dicembre 2023) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €4.816 milioni (€6.462 milioni al 31 dicembre 2023) 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 dollari USA per €5.269 milioni e in euro per €2.402 milioni (rispettivamente, €7.328 milioni e €1.945 milioni al 31 dicembre 2023) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.
L'ammontare di restricted cash è di €54 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti. Nel mese di febbraio 2025 €42 milioni sono stati svincolati.
La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 11 giorni con un tasso di interesse effettivo del 4,88% per i depositi in dollari USA (€3.396 milioni) e di 8 giorni con un tasso di interesse effettivo del 3,12% per i depositi in euro (€1.240 milioni).

## 7 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Attività finanziarie destinate al trading** | | |
| Titoli emessi da Stati Sovrani | 965 | 1.250 |
| Altri titoli | 5.474 | 5.196 |
| | **6.439** | **6.446** |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | | |
| Altri titoli | 358 | 336 |
| | **6.797** | **6.782** |

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 (strette creditizie, crisi finanziarie e altri shock macroeconomici o settoriali), 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 €738 milioni (€1.288 milioni al 31 dicembre 2023).
L'analisi per valuta è la seguente:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Attività finanziarie destinate al trading** | | |
| Euro | 4.230 | 3.766 |
| Dollaro USA | 2.209 | 2.680 |
| | **6.439** | **6.446** |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | | |
| Euro | 162 | 200 |
| Dollaro USA | 196 | 136 |
| | **358** | **336** |
| | **6.797** | **6.782** |

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

| (€ milioni) | Valore Nominale | Fair Value | Classe di rating Moody's | Classe di rating S&P |
|---|---|---|---|---|
| **Titoli emessi da Stati Sovrani** | | | | |
| **Tasso fisso** | | | | |
| Italia | 57 | 58 | Baa3 | BBB |
| Stati Uniti d'America | 703 | 693 | Aaa | AA+ |
| Cile | 61 | 60 | A2 | A |
| Francia | 60 | 61 | Aa3 | AA- |
| Altri[a] | 67 | 66 | da Aaa a Baa2 | da AAA a BBB- |
| | **948** | **938** | | |
| **Tasso variabile** | | | | |
| Italia | 27 | 27 | Baa3 | BBB |
| | **27** | **27** | | |
| **Totale titoli emessi da Stati Sovrani** | **975** | **965** | | |
| | | | | |
| **Altri titoli** | | | | |
| **Tasso fisso** | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 3.083 | 3.087 | da Aaa a Ba2 | da AAA a BB |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 986 | 982 | da Aa1 a Baa3 | da AA+ a BBB- |
| Altri titoli | 74 | 72 | da Aaa a Baa2 | da AAA a BBB |
| | **4.143** | **4.141** | | |
| **Tasso variabile** | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 369 | 371 | da Aa2 a Baa2 | da AA a BBB |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 709 | 714 | da Aaa a Baa2 | da AAA a BBB- |
| Altri titoli | 247 | 248 | da Aaa a Baa1 | da AAA a BBB+ |
| | **1.325** | **1.333** | | |
| **Totale Altri titoli** | **5.468** | **5.474** | | |
| **Totale Attività finanziarie destinate al trading** | **6.443** | **6.439** | | |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | **358** | **358** | da Aaa a Baa1 | da AAA a BBB+ |
| | **6.801** | **6.797** | | |

(a) 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.
Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.169 milioni e di livello 2 per €270 milioni; per le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso dell'esercizio 2024 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## 8 Crediti commerciali e altri crediti

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Crediti commerciali | 12.562 | 13.184 |
| Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 1.754 | 1.365 |
| Crediti per attività di disinvestimento | 527 | 200 |
| Crediti verso altri | 2.058 | 1.802 |
| **Totale al netto del fondo svalutazione** | **16.901** | **16.551** |

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.
Il decremento dei crediti commerciali di €622 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €263 milioni, alla linea di business Enilive per €334 milioni e alla linea di business Plenitude per €106 milioni. Il decremento relativo al settore Global Gas & LNG Portfolio & Power e alla linea di business Plenitude risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.
Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazio-

ni di cessione pro soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2025. L'ammontare delle operazioni poste in essere nel 2024 è in linea con l'esercizio precedente.
La maggiore esposizione per crediti commerciali relativi a forniture di idrocarburi da produzioni equity riguarda le controparti società petrolifere di Stato dell'Egitto verso le quali sono in essere crediti commerciali netti pari a €1.256 milioni (€1.156 milioni al 31 dicembre 2023) in parte scaduti. Sulla base degli impegni presi dalle autorità del Paese per regolarizzare l'esposizione debitoria verso Eni è stata stimata una perdita attesa che considera le previsioni temporali d'incasso. Gli incassi dell'esercizio hanno rispettato la tempistica degli accordi definiti a inizio anno; pertanto, il valore del fondo svalutazione è confermato pari al time value.
L'incremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €389 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi ai partner di Eni nei progetti operati.
I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €690 milioni (€600 milioni al 31 dicembre 2023) al 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 SA, 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 ritenuto idoneo a scontare il rischio della controparte di Stato e la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale. A fronte del benestare delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, anche nel 2024 sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 4,2 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto. Sono in corso interlocuzioni con le competenti autorità USA al fine di ottenere una licenza specifica per nuove compensazioni; (ii) per €362 milioni (€358 milioni al 31 dicembre 2023) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) per €243 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2023) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.
I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro per €9.173 milioni e in dollari USA per €7.270 milioni (rispettivamente €9.915 milioni e €6.041milioni al 31 dicembre 2023).
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:

| | Crediti in bonis | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Rischio basso | Rischio medio | Rischio alto | Crediti in default | Clienti Plenitude | **Totale** |
| **31.12.2024** | | | | | | |
| Clienti business | 3.545 | 5.138 | 253 | 700 | | 9.636 |
| National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni | 369 | 733 | 214 | 3.503 | | 4.819 |
| Altre controparti | 1.505 | 610 | 1 | 255 | 2.860 | 5.231 |
| **Valore lordo** | **5.419** | **6.481** | **468** | **4.458** | **2.860** | **19.686** |
| Fondo svalutazione | (10) | (27) | (12) | (2.162) | (574) | (2.785) |
| **Valore netto** | **5.409** | **6.454** | **456** | **2.296** | **2.286** | **16.901** |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | 0,2 | 0,4 | 2,6 | 48,5 | 20,1 | 14,1 |
| **31.12.2023** | | | | | | |
| Clienti business | 3.577 | 5.303 | 331 | 909 | | 10.120 |
| National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni | 215 | 634 | 168 | 2.438 | | 3.455 |
| Altre controparti | 1.103 | 616 | 10 | 590 | 2.995 | 5.314 |
| **Valore lordo** | **4.895** | **6.553** | **509** | **3.937** | **2.995** | **18.889** |
| Fondo svalutazione | (19) | (72) | (23) | (1.668) | (556) | (2.338) |
| **Valore netto** | **4.876** | **6.481** | **486** | **2.269** | **2.439** | **16.551** |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | 0,4 | 1,1 | 4,5 | 42,4 | 18,6 | 12,4 |

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 partner in joint venture della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste periodicamente per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

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 da 0 a 3 mesi | Scaduti da 3 a 6 mesi | Scaduti da 6 a 12 mesi | Scaduti oltre 12 mesi | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | | | | |
| Clienti Plenitude: | | | | | | |
| - Retail | 1.573 | 114 | 60 | 127 | 219 | 2.093 |
| - Middle | 470 | 16 | 4 | 17 | 132 | 639 |
| - Altri | 123 | 2 | 1 | 1 | 1 | 128 |
| **Valore lordo** | **2.166** | **132** | **65** | **145** | **352** | **2.860** |
| Fondo svalutazione | (74) | (38) | (45) | (99) | (318) | (574) |
| **Valore netto** | **2.092** | **94** | **20** | **46** | **34** | **2.286** |
| Expected loss (%) | 3,4 | 28,8 | 69,2 | 68,3 | 90,3 | 20,1 |
| | | | | | | |
| **31.12.2023** | | | | | | |
| Clienti Plenitude: | | | | | | |
| - Retail | 1.477 | 107 | 45 | 93 | 207 | 1.929 |
| - Middle | 716 | 39 | 7 | 11 | 134 | 907 |
| - Altri | 149 | 4 | 1 | 4 | 1 | 159 |
| **Valore lordo** | **2.342** | **150** | **53** | **108** | **342** | **2.995** |
| Fondo svalutazione | (72) | (40) | (38) | (76) | (330) | (556) |
| **Valore netto** | **2.270** | **110** | **15** | **32** | **12** | **2.439** |
| Expected loss (%) | 3,1 | 26,7 | 71,7 | 70,4 | 96,5 | 18,6 |

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Fondo svalutazione iniziale** | **2.338** | **2.954** |
| Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis | 136 | 160 |
| Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default | 243 | 342 |
| Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis | (85) | (140) |
| Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default | (324) | (485) |
| Altre variazioni | 477 | (493) |
| **Fondo svalutazione finale** | **2.785** | **2.338** |

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.292 milioni (€3.493 milioni al 31 dicembre 2023), 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 alla linea di business Plenitude per €92 milioni (€78 milioni nel 2023) 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 €150 milioni (€238 milioni nel 2023) e riguardano principalmente i crediti per le forniture d'idrocarburi a Società di stato e chiamate fondi nei confronti dei partner in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €64 milioni (€90 milioni nel 2023).

I rilasci del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €409 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €170 milioni, di cui per €112 milioni rilasci per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso dell'esercizio; (ii) alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €49 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le migliorate condizioni di mercato; (iii) alla linea di business Plenitude per €136 milioni.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:** | | | |
| Accantonamenti al fondo svalutazione | (379) | (502) | (419) |
| Perdite nette su crediti | (57) | (98) | (81) |
| Rilasci per esubero | 268 | 351 | 547 |
| | **(168)** | **(249)** | **47** |

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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 1.436 | 1.292 |
| Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture | 1.721 | 1.628 |
| Prodotti semilavorati, finiti e merci | 3.092 | 3.260 |
| Altre | 10 | 6 |
| **Totale rimanenze correnti** | **6.259** | **6.186** |

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 €1.685 milioni (€1.490 milioni al 31 dicembre 2023).
I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.164 milioni (€2.376 milioni al 31 dicembre 2023) e prodotti chimici per €742 milioni (€666 milioni al 31 dicembre 2023).
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €567 milioni (€583 milioni al 31 dicembre 2023).
Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.595 milioni (€1.576 milioni al 31 dicembre 2023), sono possedute da società italiane per €1.575 milioni (€1.555 milioni al 31 dicembre 2023) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

## 10 Attività e passività per imposte sul reddito

| | 31.12.2024 | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Attività | | Passività | | Attività | | Passività | |
| (€ milioni) | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti |
| Imposte sul reddito | 695 | 129 | 587 | 40 | 460 | 142 | 1.685 | 38 |

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.
Le passività per imposte sul reddito correnti del 2023 comprendevano l'ammontare di €455 milioni relativo al Contributo di Solidarietà 2023 ex L. 191/2023 il cui pagamento è avvenuto nel 2024.
Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €34 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2023).

## 11 Altre attività e passività

| (€ milioni) | 31.12.2024 Attività Correnti | 31.12.2024 Attività Non correnti | 31.12.2024 Passività Correnti | 31.12.2024 Passività Non correnti | 31.12.2023 Attività Correnti | 31.12.2023 Attività Non correnti | 31.12.2023 Passività Correnti | 31.12.2023 Passività Non correnti |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Fair value su strumenti finanziari derivati | 874 | 88 | 1.921 | 153 | 3.323 | 46 | 2.414 | 153 |
| Passività da contratti con la clientela | | | 552 | 655 | | | 437 | 691 |
| Attività e passività relative ad altre imposte | 850 | 147 | 1.749 | 48 | 915 | 137 | 1.811 | 16 |
| Altre | 1.938 | 3.776 | 827 | 3.593 | 1.399 | 3.210 | 917 | 3.236 |
| | **3.662** | **4.011** | **5.049** | **4.449** | **5.637** | **3.393** | **5.579** | **4.096** |

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 €847 milioni, di cui €711 milioni correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€755 milioni al 31 dicembre 2023, di cui €637 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €1.210 milioni correnti (€812 milioni al 31 dicembre 2023) e €2.298 milioni non correnti (€2.247 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) attività verso un operatore italiano per €732 milioni in relazione all'accordo sulla ripartizione dei costi ambientali pregressi e futuri sostenuti da Eni per le attività svolte o in corso presso alcuni siti nazionali gestiti in passato congiuntamente dai due partner; (iii) 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 €3 milioni e oltre i 12 mesi per €295 milioni (oltre i 12 mesi per €307 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €318 milioni (€295 milioni al 31 dicembre 2023); (v) crediti non correnti per attività di disinvestimento di €144 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) 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 €486 milioni (€469 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €331 milioni (€292 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €218 milioni (€275 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €55 milioni (€56 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €65 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2023).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2024 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €895 milioni (€1.034 milioni al 31 dicembre 2023) e passività per Iva per €405 milioni (€326 milioni al 31 dicembre 2023).

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 €2.104 milioni (€2.040 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) 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 €303 milioni i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati oltre i 12 mesi (entro i 12 mesi per €131 milioni e oltre i 12 mesi per €260 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) il diritto protettivo del valore dell'investimento riconosciuto da Eni al fondo EIP, socio di minoranza di Plenitude, a seguito della sottoscrizione nel marzo 2024 di un aumento di capitale riservato di €588 milioni, sotto forma di un impegno di riacquisto della partecipazione a un valore minimo che consenta al fondo di rimborsare i debiti finanziari contratti per l'operazione. Il valore d'iscrizione della put è pari al valore attuale dell'impegno massimo di Eni di €392 milioni. La scadenza è nel 2027; (iv) passività per ricavi e proventi anticipati di €315 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €194 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2023); (v) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €396 milioni (€312 milioni al 31 dicembre 2023); (vi) depositi cauzionali per €265 milioni (€286 milioni al 31 dicembre 2023), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €207 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2023); (vii) passività per attività d'investimento per €96 milioni (€101 milioni al 31 dicembre 2023).

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 acconti | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **1.111** | **37.421** | **4.588** | **1.568** | **9.682** | **1.929** | **56.299** |
| Investimenti | 31 | 20 | 255 | 419 | 5.546 | 1.728 | 7.999 |
| Capitalizzazione ammortamenti | | | | 28 | 260 | | 288 |
| Ammortamenti[(a)] | (57) | (5.668) | (575) | | | | (6.300) |
| Svalutazioni | (9) | (1.705) | (371) | | (669) | (382) | (3.136) |
| Riprese di valore | | 107 | 92 | | 74 | 30 | 303 |
| Radiazioni | | (1) | (1) | (414) | (5) | (1) | (422) |
| Differenze di cambio da conversione | 1 | 2.071 | 49 | 91 | 554 | 8 | 2.774 |
| Rilevazione iniziale e variazione stima | | 35 | 6 | (4) | 62 | (2) | 97 |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate | 12 | 1.314 | 3 | 97 | 1.090 | 70 | 2.586 |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite | (1) | (822) | (17) | (25) | (486) | | (1.351) |
| Trasferimenti | 47 | 6.865 | 566 | (6) | (6.859) | (613) | |
| Altre variazioni | 7 | (1.408) | (104) | (12) | 2.047 | 197 | 727 |
| **Valore finale netto** | **1.142** | **38.229** | **4.491** | **1.742** | **11.296** | **2.964** | **59.864** |
| Valore finale lordo | 4.412 | 139.117 | 33.226 | 1.742 | 14.589 | 5.490 | 198.576 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 3.270 | 100.888 | 28.735 | | 3.293 | 2.526 | 138.712 |
| | | | | | | | |
| **2023** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **1.088** | **40.492** | **4.280** | **1.345** | **7.494** | **1.633** | **56.332** |
| Investimenti | 22 | | 407 | 764 | 6.294 | 1.252 | 8.739 |
| Capitalizzazione ammortamenti | | | | 20 | 184 | 1 | 205 |
| Ammortamenti[(a)] | (47) | (5.699) | (610) | | | | (6.356) |
| Svalutazioni | (30) | (1.164) | (366) | | (226) | (390) | (2.176) |
| Riprese di valore | | 109 | 42 | | 257 | 36 | 444 |
| Radiazioni | | | (2) | (420) | (25) | | (447) |
| Differenze di cambio da conversione | 1 | (1.223) | (39) | (46) | (268) | (3) | (1.578) |
| Rilevazione iniziale e variazione stima | 3 | 698 | 16 | 17 | 14 | | 748 |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate | 48 | 521 | 298 | | 131 | 77 | 1.075 |
| Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite | | | (1) | | | | (1) |
| Trasferimenti | 37 | 5.592 | 595 | (70) | (5.522) | (632) | |
| Altre variazioni | (11) | (1.905) | (32) | (42) | 1.349 | (45) | (686) |
| **Valore finale netto** | **1.111** | **37.421** | **4.588** | **1.568** | **9.682** | **1.929** | **56.299** |
| Valore finale lordo | 4.354 | 139.866 | 32.121 | 1.568 | 13.670 | 4.308 | 195.887 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 3.243 | 102.445 | 27.533 | | 3.988 | 2.379 | 139.588 |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €220 milioni (€94 milioni nel 2023), riferiti al settore Exploration & Production per €173 milioni (€64 milioni nel 2023), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,5% (3,0% al 31 dicembre 2023).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.033 milioni (€7.108 milioni nel 2023).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pa-

gamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€2.172 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 costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2023:

| (%) | |
|---|---|
| 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 |
| Attezzature 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 US 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 nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà Oil & Gas (€2.193 milioni) in Alaska e Congo il cui valore è stato allineato al prezzo di vendita nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio E&P, nonché in relazione a revisioni di riserve per proprietà petrolifere in Turkmenistan e giacimenti a gas in Italia; (ii) nella linea di business GGP (€180 milioni) l'impianto di Damietta in funzione delle assunzioni di ridotto utilizzo nel medio termine considerate l'indisponibilità di feedgas dell'Egitto. Nel lungo termine, l'impianto ha prospettive di utilizzo nell'ambito dell'accordo gas con Cipro ed Egitto che prevede l'esportazione delle riserve cipriote verso l'Europa facendo leva sugli impianti di trattamento e liquefazione del gas di proprietà Eni in Egitto. La svalutazione assume un WACC post tax del 5,8% che si ridetermina in 9,85% pre-tax; (iii) investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione e della chimica tradizionale svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€439 milioni), nonché di un impianto di polietilene oggetto di chiusura a causa del peggioramento dello scenario petrolchimico. Tra il 2023 e il 2024 Eni ha svalutato la quasi totalità degli impianti petrolchimici legati al ciclo tradizionale a causa del deterioramento delle condizioni di mercato, dei costi energetici dell'industria europea più elevati rispetto alle altre geografie e della crescente pressione competitiva da parte di produttori con maggiore scala e minori costi di input. È stato definito un piano di trasformazione e di riconversione industriale del settore chimico Eni che farà leva sulle tecnologie proprietarie e sullo sviluppo della biochimica e della chimica da riciclo, che comporterà la ristrutturazione dei siti tradizionali non più competitivi. 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. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese consolidate con moneta funzionale dollaro USA per €2.770 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti parzialmente compensato dall'incremento dei tassi di attualizzazione.
La variazione dell'area di consolidamento – Società entrate è riferita per €2.501 milioni all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas naturale, localizzati principalmente in Indonesia, Algeria, Regno Unito e Paesi Bassi.
La variazione dell'area di consolidamento – Società uscite è riferita per €1.333 milioni all'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc.
Le altre variazioni comprendono la cessione degli asset oil&gas in Alaska per €940 milioni e la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset oil & gas in Congo per €389 milioni.
I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €6.656 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Messico, Egitto, Iraq, Emirati Arabi.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €414 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati/valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Emirati Arabi, Egitto, Kazakhstan, Vietnam, Cipro e Libia.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.662 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €95 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio** | **1.391** | **1.085** | **1.101** |
| Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe | 485 | 834 | 547 |
| Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio | (362) | (388) | (374) |
| Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe | (4) | (72) | (147) |
| Cessioni | (7) | (3) | (2) |
| Variazione dell'area di consolidamento | 76 | | (114) |
| Differenze cambio da conversione | 83 | (40) | 65 |
| Altre variazioni | | (25) | 9 |
| **Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio** | **1.662** | **1.391** | **1.085** |

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

| | 2024 | | 2023 | | 2022 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | (€ milioni) | (Numero pozzi in quota Eni) | (€ milioni) | (Numero pozzi in quota Eni) | (€ milioni) | (Numero pozzi in quota Eni) |
| **Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa** | | | | | | |
| - fino a 1 anno | 253 | 4,4 | 417 | 7,9 | 216 | 5,0 |
| - da 1 a 3 anni | 604 | 11,3 | 347 | 6,1 | 246 | 4,9 |
| - oltre 3 anni | 805 | 18,2 | 627 | 14,5 | 623 | 13,9 |
| | **1.662** | **33,9** | **1.391** | **28,5** | **1.085** | **23,8** |
| **Costi capitalizzati di pozzi sospesi** | | | | | | |
| - progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi | 253 | 4,4 | 417 | 7,9 | 204 | 4,5 |
| - progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso | 1.053 | 16,1 | 804 | 14,0 | 579 | 11,3 |
| - progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento | 356 | 13,4 | 170 | 6,6 | 302 | 8,0 |
| | **1.662** | **33,9** | **1.391** | **28,5** | **1.085** | **23,8** |

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€356 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Indonesia, Nigeria e Paesi Bassi).

I costi dei progetti con pozzi perforati negli ultimi dodici mesi si riferiscono a sei permessi per i quali sono tuttora in corso le valutazioni dei risultati del drilling eseguito.

I costi dei pozzi relativi ai progetti con delineazione in corso si riferiscono per circa €750 milioni a dodici permessi per i quali sono in corso studi e negoziazioni per consentire il passaggio alle fasi successive del progetto, mentre per il rimanente valore si riferiscono a cinque permessi in cui le attività di drilling sono in corso o sono pianificate nel prossimo futuro.

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 | Indonesia | Paesi Bassi | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | | | |
| **Valore iniziale** | **429** | **924** | | **23** | **215** | **2** | **475** | **2** | **89** | | **2.159** |
| Investimenti | | | | | | 15 | | | 709 | 120 | 844 |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | (421) | | | 74 | | (5) | | | | | (352) |
| Riclassifica a Proved Mineral Interest | | (2) | | (24) | (40) | (9) | (58) | | | | (133) |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | 8 | 59 | | 4 | 12 | | 28 | | 50 | | 161 |
| **Valore finale** | **16** | **981** | | **77** | **187** | **3** | **445** | **2** | **848** | **120** | **2.679** |
| | | | | | | | | | | | |
| **2023** | | | | | | | | | | | |
| **Valore iniziale** | **198** | **958** | **95** | **16** | **211** | **3** | **520** | **2** | | | **2.003** |
| Investimenti | | | | | 61 | | | | 92 | | 153 |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | 243 | | (93) | 8 | | | | | | | 158 |
| Riclassifica a Proved Mineral Interest | | (1) | | | (51) | (1) | (28) | | | | (81) |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | (12) | (33) | (2) | (1) | (6) | | (17) | | (3) | | (74) |
| **Valore finale** | **429** | **924** | | **23** | **215** | **2** | **475** | **2** | **89** | | **2.159** |

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021 del valore iniziale di €944 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.287 milioni. Concluse con esito favorevole per Eni tutte le vicende giudiziarie relative a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza, l'arbitrato ICSID promosso da Eni nei confronti del Governo Federale della Nigeria per far valere il proprio diritto alla conversione della licenza esplorativa in titolo di sviluppo è stato sospeso d'intesa tra le parti per negoziare un accordo di sviluppo delle riserve del titolo minerario. La stima del valore recuperabile dell'asset nella prospettiva di utilizzo economico conferma la tenuta del valore di libro.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €22.205 milioni (€22.650 milioni al 31 dicembre 2023).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €377 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Enilive.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €88 milioni (€91 milioni al 31 dicembre 2023).

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 logistiche per 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** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **1.977** | **449** | **724** | **492** | **17** | **580** | **17** | **578** | **4.834** |
| Incrementi | 630 | 294 | 690 | 59 | 53 | 52 | 19 | 317 | 2.114 |
| Ammortamenti[(a)] | (146) | (342) | (391) | (79) | (22) | (132) | (14) | (73) | (1.199) |
| Svalutazioni | | | (4) | (21) | (10) | | | (5) | (40) |
| Differenze di cambio da conversione | 145 | 19 | 5 | (1) | | 7 | | 18 | 193 |
| Variazione dell'area di consolidamento | | 38 | | | | 5 | 1 | (2) | 42 |
| Altre variazioni | | (39) | (19) | 2 | (2) | (25) | (2) | (37) | (122) |
| **Valore finale netto** | **2.606** | **419** | **1.005** | **452** | **36** | **487** | **21** | **796** | **5.822** |
| Valore finale lordo | 3.217 | 1.235 | 2.095 | 873 | 97 | 1.067 | 57 | 1.049 | 9.690 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 611 | 816 | 1.090 | 421 | 61 | 580 | 36 | 253 | 3.868 |
| | | | | | | | | | |
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **2.142** | **148** | **682** | **457** | **19** | **595** | **42** | **361** | **4.446** |
| Incrementi | 14 | 570 | 402 | 133 | 19 | 110 | 14 | 322 | 1.584 |
| Ammortamenti[(a)] | (145) | (219) | (315) | (74) | (18) | (125) | (12) | (65) | (973) |
| Svalutazioni | | | (3) | | (2) | | | (36) | (41) |
| Riprese di valore | | | 3 | | | | | 2 | 5 |
| Differenze di cambio da conversione | (71) | (8) | (5) | 4 | | (2) | | (7) | (89) |
| Variazione dell'area di consolidamento | | | | | | 3 | | 10 | 13 |
| Altre variazioni | 37 | (42) | (40) | (28) | (1) | (1) | (27) | (9) | (111) |
| **Valore finale netto** | **1.977** | **449** | **724** | **492** | **17** | **580** | **17** | **578** | **4.834** |
| Valore finale lordo | 2.409 | 985 | 1.593 | 822 | 81 | 1.039 | 47 | 826 | 7.802 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 432 | 536 | 869 | 330 | 64 | 459 | 30 | 248 | 2.968 |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €5.822 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €4.266 milioni (€3.333 milioni al 31 dicembre 2023) 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 13 e 17 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component e le locazioni di mez-

zi navali per le attività di shipping; (ii) alla linea di business Enilive per €519 milioni (€565 milioni al 31 dicembre 2023) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €476 milioni (€515 milioni al 31 dicembre 2023) e riguarda principalmente i contratti di affitto di beni per l'attività di staff (immobili e informatica).

Gli incrementi sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €1.695 milioni e riguardano in particolare mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO) per €630 milioni, mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas per €469 milioni, di cui €353 milioni della Eni Trade & Biofuels SpA e il noleggio di "rig" di perforazione per €294 milioni. I principali contratti riguardano asset in Costa d'Avorio, Congo e Italia; (ii) alla linea di business Enilive €91 milioni e riguardano in particolare 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; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €75 milioni e riguardano in particolare il rinnovo della flotta aerea di Servizi Aerei SpA per €53 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 €329 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 €16 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga o risoluzione in essere al 31 dicembre 2024 di: (i) contratti di asset a servizio del business upstream per €855 milioni; (ii) contratti di locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €131 milioni; (iii) contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €287 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** |
|---|---|---|---|
| **2024** | | | |
| **Valore iniziale** | **1.128** | **4.208** | **5.336** |
| Incrementi | | 2.109 | 2.109 |
| Decrementi | (1.194) | (11) | (1.205) |
| Differenze di cambio da conversione | 36 | 175 | 211 |
| Variazione dell'area di consolidamento | 35 | 15 | 50 |
| Altre variazioni | 1.274 | (1.322) | (48) |
| **Valore finale** | **1.279** | **5.174** | **6.453** |
| | | | |
| **2023** | | | |
| **Valore iniziale** | **884** | **4.067** | **4.951** |
| Incrementi | | 1.584 | 1.584 |
| Decrementi | (949) | (14) | (963) |
| Differenze di cambio da conversione | (16) | (81) | (97) |
| Variazione dell'area di consolidamento | 1 | 12 | 13 |
| Altre variazioni | 1.208 | (1.360) | (152) |
| **Valore finale** | **1.128** | **4.208** | **5.336** |

La passività per beni in leasing è riferibile per €616 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2023) 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 €1.205 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €305 milioni.
La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €4.510 milioni e in euro per €1.723 milioni (rispettivamente, €3.573 milioni e €1.608 milioni al 31 dicembre 2023).
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) | **2024** | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Altri ricavi e proventi** | | | |
| - proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing | 14 | 17 | 6 |
| | **14** | **17** | **6** |
| **Acquisti, prestazioni e costi diversi** | | | |
| - oneri da remeasurement delle passività per beni in leasing | 3 | 3 | 1 |
| - leasing di breve durata | 81 | 59 | 113 |
| - leasing di modico valore | 37 | 37 | 27 |
| - canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing | 22 | 20 | 14 |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (5) | (5) | (5) |
| | **138** | **114** | **150** |
| **Ammortamenti, svalutazioni nette e radiazioni** | | | |
| - ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing | 1.199 | 973 | 1.013 |
| - capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali e immateriali | (277) | (199) | (186) |
| - svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing | 40 | 41 | 18 |
| - riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing | (4) | (5) | (14) |
| - radiazioni diritto di utilizzo beni in leasing | 3 | | |
| | **961** | **810** | **831** |
| **Proventi (oneri) finanziari** | | | |
| - interessi passivi su passività per beni in leasing | (314) | (267) | (315) |
| - oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali | 17 | 11 | 8 |
| - differenze di cambio nette su passività per beni in leasing | (36) | 19 | (4) |
| | **(333)** | **(237)** | **(311)** |

## 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** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **663** | **450** | **2.107** | **3.220** | **3.133** | **26** | **6.379** |
| Investimenti | 14 | 31 | 441 | 486 | | | 486 |
| Capitalizzazione ammortamenti | | | 4 | 4 | | | 4 |
| Ammortamenti[(a)] | (6) | (98) | (289) | (393) | | | (393) |
| Svalutazioni | (10) | | (12) | (22) | (9) | | (31) |
| Radiazioni | (153) | | (2) | (155) | | | (155) |
| Variazione dell'area di consolidamento | | | 73 | 73 | 36 | | 109 |
| Differenze di cambio da conversione | 31 | | 12 | 43 | | | 43 |
| Altre variazioni | (5) | 14 | (24) | (15) | 7 | | (8) |
| **Valore finale netto** | **534** | **397** | **2.310** | **3.241** | **3.167** | **26** | **6.434** |
| Valore finale lordo | 1.197 | 2.166 | 5.190 | 8.553 | | | |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 663 | 1.769 | 2.880 | 5.312 | | | |
| **2023** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **793** | **176** | **1.394** | **2.363** | **3.138** | **24** | **5.525** |
| Investimenti | 20 | 41 | 415 | 476 | | | 476 |
| Ammortamenti | (8) | (92) | (255) | (355) | | | (355) |
| Svalutazioni | (22) | | (17) | (39) | (6) | | (45) |
| Riprese di valore | 11 | | | 11 | | | 11 |
| Radiazioni | (85) | | (3) | (88) | | | (88) |
| Variazione dell'area di consolidamento | | 291 | 461 | 752 | 25 | 2 | 779 |
| Differenze di cambio da conversione | (19) | | (1) | (20) | | | (20) |
| Altre variazioni | (27) | 34 | 113 | 120 | (24) | | 96 |
| **Valore finale netto** | **663** | **450** | **2.107** | **3.220** | **3.133** | **26** | **6.379** |
| Valore finale lordo | 1.295 | 2.119 | 4.674 | 8.088 | | | |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 632 | 1.669 | 2.567 | 4.868 | | | |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

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 committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente in Costa d'Avorio.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Diritti esplorativi proved | 79 | 91 |
| Diritti esplorativi unproved | 455 | 572 |
| | **534** | **663** |

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 €153 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.
La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguarda: (i) per €50 milioni le acquisizioni di attività rinnovabili effettuate in Spagna da Plenitude; (ii) per €23 milioni l'acquisizione del 100% delle società Atenoil con sede in Spagna, che operano nel settore delle stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.154 milioni (€1.148 milioni al 31 dicembre 2023) di cui €898 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili (€879 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €412 milioni (€393 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) customer relationship per €84 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€92 milioni al 31 dicembre 2023).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2023:

| (%) | |
|---|---|
| Diritti e potenziale esplorativo | UOP |
| 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 €2.692 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Plenitude | 2.916 | 2.909 |
| Enilive | 121 | 100 |
| Chimica | 117 | 112 |
| Altri | 13 | 12 |
| | **3.167** | **3.133** |

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €28 milioni all'acquisizione delle società Atenoil; (ii) per €5 milioni all'acquisizione effettuate nell'ambito delle attività retail di Plenitude.
I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €37 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2023).
Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.
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.
Il goodwill allocato al business retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.220 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 da 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 2023. 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 intorno del 4,4-4,7%, corrispondenti ad un range tra il 5,6% e il 6,4% pre-tax. 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 €6 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

La linea di business Plenitude relativa alle energie rinnovabili comprende un goodwill di €978 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia). Ai fini del test di recuperabilità le attività sono state raggruppate per CGU omogenee, corrispondenti ad aree geografiche, avuto riguardo ad aspetti tecnici, economici e contrattuali. La recuperabilità del goodwill è stata valutata con riferimento al complesso delle CGU. L'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato 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 utilizzando flussi di cassa normalizzati. I flussi di cassa sono stati determinati sulla base di previsioni di prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica stimate dal management, differenziate per area geografica; per l'Italia è stato assunto un prezzo medio di circa 120 €/Kwh nel quadriennio e di circa €100-110 nel lungo termine. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,2% e l'8,8%, corrispondenti ad un range tra il 6,7% e l'11% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €352 milioni si azzera in caso di incremento medio di 0,8% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa l'8%.
Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica 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 delle proiezioni dei flussi di cassa espliciti per 10 anni e, successivamente, proiezioni basate sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno normalizzato, utilizzando un tasso di crescita in termini nominali rischiato rispetto alle proiezioni sullo sviluppo del mercato dei veicoli elettrici fornite da primari provider di mercato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC del 12%, corrispondenti al 14,2% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €384 milioni si azzera in caso di incremento di 1,7% del WACC o di un sostanziale azzeramento del tasso di crescita.

## 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 del 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, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Inoltre, la recuperabilità dei valori iscritti dipende dal continuo committment della Direzione nella prosecuzione delle attività di sviluppo e dalle decisioni di capital allocation. La previsione dei prezzi degli idrocarburi incorpora le aspettative della Direzione sull'andamento della domanda e dell'offerta petrolifera nel medio-lungo termine, basata su assunzioni in merito a numerose variabili quali: la crescita macroeconomica, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e del quadro normativo/politico degli Stati in materia di tutela dell'ambiente e contrasto al cambiamento climatico, il ritmo della transizione energetica, il ruolo delle tecnologie, nonché i piani produttivi delle compagnie petrolifere indipendenti e il ruolo dell'alleanza dei produttori dell'OPEC+. Le previsioni di prezzo dell'Eni sono oggetto di benchmark con le view di banche d'affari e dei consulenti energetici.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo Eni per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, espressi in moneta reale 2023 per comparabilità con lo scenario IEA:

| | Valori nominali | Valori in moneta reale 2023 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2025 | 2025 | 2028 | 2030 | 2040 | 2050 |
| Petrolio Brent $/bbl | 75 | 65 | 68 | 69 | 59 | 49 |
| Prezzo del gas naturale TTF $/mmBtu | 13 | 10 | 9 | 7 | 6,6 | 6,3 |

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente. I prezzi effettivi utilizzati nella determinazione dei ricavi futuri delle proprietà Oil & Gas nella verifica di recuperabilità sono derivati dai principali benchmark applicando appropriati differenziali di prezzo stimati dal management per considerare fattori quali le differenti qualità dei greggi, gli specifici meccanismi di indicizzazione e andamenti regionali dei prezzi.

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 addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2024, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 6%, in leggera riduzione rispetto al 2023 per effetto della riduzione dei parametri di mercato (premio per il rischio equity e rendimenti attivi 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 proprietà petrolifere in Congo e Alaska i cui valori contabili sono stati allineati ai prezzi di vendita (rispettivamente €1.077 milioni e €803 milioni) nell'ambito di un ribilanciamento del portafoglio E&P con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia. Inoltre, sono state registrate minori svalutazioni per revisione riserve di giacimenti in Italia e in Turkmenistan (rispettivamente €213 milioni e €88 milioni).

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 68% 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 strategia di compensazione delle emissioni delle attività Oil & Gas, attraverso crediti di carbonio generati da "natural and technological based solutions". Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate. Sono esclusi le attività di Vår Energi ASA, Azule Energy Holdings Ltd e Ithaca Energy Plc.

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 rispetto al caso base: (i) il primo scenario prevede un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) il secondo scenario prevede l'incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività; (iii) il terzo scenario assume le proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della $CO_2$ dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA dal 2030 in poi, integrate per gli anni antecedenti non coperti dalle proiezioni IEA, dalle previsioni di prezzo dello scenario Eni del piano quadriennale approvato dalla Direzione e successiva interpolazione lineare fino al 2030.

Il valore d'uso complessivo delle proprietà Oil & Gas calcolato utilizzando i vari scenari di stress test evidenzia un margine "headroom" rispetto ai valori di libro; sono comunque possibili delle svalutazioni come riportato nella tabella successiva.

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 | Possibili svalutazioni | Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Costi $CO_2$ deducibili | € miliardi | Prezzo Brent | Prezzo gas europeo | Costo $CO_2$ |
| Scenario Eni | 68% | | 49 $/bbl | 6,3 $/mmBTU | Proiezioni costi $CO_2$ EU/ETS + previsione costi di forestry |
| Haircut del 10% prezzi scenario Eni | 51% | (0,8) | | | Proiezioni costi $CO_2$ EU/ETS + previsione costi di forestry |
| Scenario Eni con incremento WACC +1% | 60% | (0,1) | | | Proiezioni costi $CO_2$ EU/ETS + previsione costi di forestry |
| Scenario IEA NZE 2050 | 10% | (6,2) | 25 $/bbl | 4 $/mmBTU | 250-180$ per tonnellata di $CO_2$ [(a)] |

(a) Range di valori a seconda di economie avanzate, emergenti con e senza impegni net zero. Per le economie minori previsto un costo inferiore.

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 poco significativi delle immobilizzazioni materiali (rispettivamente €547 milioni e €862 milioni) e della vita economico-tecnica residua, mentre nessun impatto può essere associato alle raffinerie considerando che i loro valori contabili sono pari a zero. Anche le bioraffineria (iscritte con un valore di €876 milioni) non sono comprese nell'ambito dello stress test poiché non esposte al rischio di transizione.

# 16 Partecipazioni

## PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

| (€ milioni) | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 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 |
| **Valore iniziale** | **53** | **8.250** | **4.327** | **12.630** | **50** | **7.065** | **4.977** | **12.092** |
| Acquisizioni e sottoscrizioni | 35 | 450 | 242 | 727 | 3 | 1.024 | 186 | 1.213 |
| Cessioni e rimborsi | (2) | (291) | (33) | (326) | | | | |
| Incremento per effetto del risultato | 5 | 795 | 402 | 1.202 | 4 | 818 | 800 | 1.622 |
| Decremento per effetto del risultato | (12) | (123) | (181) | (316) | (3) | (149) | (129) | (281) |
| Decremento per dividendi | (3) | (655) | (1.094) | (1.752) | (1) | (939) | (1.060) | (2.000) |
| Variazione dell'area di consolidamento | 8 | 635 | 7 | 650 | 3 | 13 | (227) | (211) |
| Differenze di cambio da conversione | | 461 | 206 | 667 | (2) | (244) | (166) | (412) |
| Altre variazioni | (2) | (73) | 743 | 668 | (1) | 662 | (54) | 607 |
| **Valore finale** | **82** | **9.449** | **4.619** | **14.150** | **53** | **8.250** | **4.327** | **12.630** |

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €212 milioni l'acquisizione nella linea di business Plenitude di partecipazioni nelle società 2023 Sol IX Llc (Eni 73,59%) e 2022 Sol VII Llc (Eni 75,26%) titolari di impianti fotovoltaici operativi negli Stati Uniti, della capacità complessiva installata di 0,38 GW in quota Plenitude; (ii) per €160 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (5) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando a Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €90 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Eni 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito; (iv) per €69 milioni la sottoscrizione per costituzione di Mangistau Power BV (Eni 51%) e di Mangistau Renewables BV (Eni 51%); (v) per €64 milioni la sottoscrizione per costituzione da parte di Enilive SpA di partecipazioni in impianti di bioraffinazione in fase di costruzione in Corea del Sud (LG-Eni BioRefining Co Ltd – Eni 49%) e in Malesia (Pengerang Biorefinery Sdn Bhd - Eni 47,5%) in joint venture con operatori locali; (vi) per €34 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (Eni 50%).

Le cessioni e rimborsi riguardano: (i) per €227 milioni la cessione di circa il 10% del capitale sociale di Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto ad investitori istituzionali; (ii) per €64 milioni il rimborso di capitale da parte di E&E Algeria Touat BV.

Gli incrementi per effetto del risultato sono riferiti essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €602 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €259 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €113 milioni; (iv) Saipem SpA per €75 milioni; (v) SeaCorridor Srl per €45 milioni; (vi) E&E Algeria Touat BV per €40 milioni.

I decrementi per effetto del risultato sono riferiti a: (i) St. Bernard Renewables Llc per €45 milioni; (ii) Vårgrønn AS per €37 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €32 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €627 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €427 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €269 milioni; (iv) Cardón IV SA per €106 milioni; (v) ADNOC Global Trading Ltd per €102 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per €95 milioni; (vii) Ithaca Energy Plc per €69 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €632 milioni alla joint venture E&E Algeria Touat BV (Eni 54%) a seguito dell'entrata nell'area di consolidamento per acquisizione del gruppo Neptune Energy.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale al fair value della collegata Ithaca Energy Plc (quota Eni 37,17%) per €788 milioni a seguito della business combination descritta nella nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

| (€ milioni) | 31.12.2024 Valore contabile | 31.12.2024 % di partecipazione | 31.12.2023 Valore contabile | 31.12.2023 % di partecipazione |
|---|---|---|---|---|
| **Imprese controllate:** | | | | |
| - Altre | 82 | | 53 | |
| | **82** | | **53** | |
| **Imprese in joint venture:** | | | | |
| - Azule Energy Holdings Ltd | 5.211 | 50,00 | 4.750 | 50,00 |
| - St. Bernard Renewables Llc | 806 | 50,00 | 829 | 50,00 |
| - E&E Algeria Touat BV | 646 | 54,00 | | |
| - Saipem SpA | 528 | 21,61 | 722 | 31,20 |
| - SeaCorridor Srl | 485 | 50,10 | 530 | 50,10 |
| - Vårgrønn AS | 406 | 65,00 | 336 | 65,00 |
| - Mozambique Rovuma Venture SpA | 382 | 35,71 | 343 | 35,71 |
| - Cardón IV SA | 351 | 50,00 | 443 | 50,00 |
| - 2023 Sol IX Llc | 149 | 73,59 | | |
| - GreenIT SpA | 111 | 51,00 | 92 | 51,00 |
| - Lotte Versalis Elastomers Co Ltd | 61 | 50,00 | 43 | 50,00 |
| - 2022 Sol VII Llc | 61 | 75,26 | | |
| - Mangistau Power BV | 51 | 51,00 | | |
| - Hergo Renewables SpA | 33 | 65,00 | 32 | 65,00 |
| - LabAnalysis Environmental Scienze Srl | 26 | 30,00 | 25 | 30,00 |
| - Mangistau Renewables BV | 21 | 51,00 | | |
| - Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA | 18 | 70,00 | 21 | 70,00 |
| - Altre | 103 | | 84 | |
| | **9.449** | | **8.250** | |
| **Imprese collegate:** | | | | |
| - Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer) | 2.275 | 20,00 | 2.434 | 20,00 |
| - Ithaca Energy Plc | 725 | 37,17 | | |
| - QatarEnergy LNG NFE (5) | 633 | 25,00 | 439 | 25,00 |
| - Coral FLNG SA | 231 | 25,00 | 239 | 25,00 |
| - ADNOC Global Trading Ltd | 165 | 20,00 | 145 | 20,00 |
| - United Gas Derivatives Co | 79 | 33,33 | 81 | 33,33 |
| - Novis Renewables Holdings Llc | 74 | 49,00 | 70 | 49,00 |
| - Bluebell Solar Class A Holdings II Llc | 72 | 99,00 | 70 | 99,00 |
| - LG-Eni BioRefining Co Ltd | 56 | 49,00 | | |
| - Vår Energi ASA | | 63,04 | 447 | 63,04 |
| - Altre | 309 | | 402 | |
| | **4.619** | | **4.327** | |
| | **14.150** | | **12.630** | |

Il valore di carico della partecipazione Vår Energi ASA è pari a zero in relazione all'applicazione del metodo del patrimonio netto che comprende, tra l'altro, la rilevazione dei dividendi distribuiti.
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. Al 31 dicembre 2024 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, della Vår Energi ASA e della Ithaca Energy Plc, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

| | Saipem SpA | Vår Energi ASA | Ithaca Energy Plc |
|---|---|---|---|
| Numero di azioni ordinarie | 422.920.192 | 1.573.713.749 | 614.678.516 |
| % di partecipazione | 21,61 | 63,04 | 37,17 |
| Prezzo delle azioni (€) | 2,509 | 2,994 | 1,331 |
| Valore di mercato (€ milioni) | 1.061 | 4.712 | 818 |
| Valore di libro (€ milioni) | 528 | | 725 |
| Differenza valore di mercato e valore di libro (€ milioni) | 533 | 4.712 | 93 |

Al 31 dicembre 2024 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione, pertanto non è stato eseguito un impairment test. Il valore di carico è allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata, al netto della quota ascrivibile all'emissione di obbligazioni convertibili.

Il valore di libro della St. Bernard Renewables Llc comprende la rilevazione di un goodwill di €19 milioni confermato dall'allocazione definitiva del prezzo d'acquisto completata al 30 giugno 2024.
Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

## Altre partecipazioni

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Valore iniziale** | **1.256** | **1.202** |
| Acquisizioni e sottoscrizioni | 71 | 102 |
| Valutazione al fair value con effetto a OCI | 62 | 45 |
| Differenze di cambio da conversione | 56 | (28) |
| Altre variazioni | (50) | (65) |
| **Valore finale** | **1.395** | **1.256** |

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 (pari al 7,4%), 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.
Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2024 include:

(i) la Nigeria LNG Ltd per €690 milioni (€642 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €127 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €96 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2023).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2024 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 17 Altre attività finanziarie

| | 31.12.2024 | | 31.12.2023 | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **Correnti** | **Non correnti** | Correnti | Non correnti |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine | 1 | 1.044 | 34 | 2.240 |
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine | | | 7 | |
| | **1** | **1.044** | **41** | **2.240** |
| Crediti finanziari a lungo termine | 44 | 2.109 | | |
| Crediti finanziari a breve termine | 1.040 | | 855 | |
| | **1.084** | **2.109** | **855** | |
| | **1.085** | **3.153** | **896** | **2.240** |
| Titoli strumentali all'attività operativa | | 62 | | 61 |
| **Totale al netto del fondo svalutazione** | **1.085** | **3.215** | **896** | **2.301** |

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

| (€ milioni) | **2024** | 2023 |
|---|---|---|
| **Valore iniziale** | **383** | **391** |
| Accantonamenti | 26 | 15 |
| Rilasci | (3) | (9) |
| Differenze di cambio da conversione | 24 | (13) |
| Altre variazioni | (3) | (1) |
| **Valore finale** | **427** | **383** |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€994 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 della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €522 milioni (€453 milioni al 31 dicembre 2023), che ha realizzato l'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €214 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2023).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.044 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,7% e 4,8% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

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 riguardano: (i) per €1.769 milioni il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nelle attività di pre-sviluppo della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico che dal 1° gennaio 2024 è stato riclassificato da credito finanziario strumentale all'attività operativa a credito finanziario in considerazione dell'esposizione al solo rischio finanziario di controparte (€1.339 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) per €937 milioni (€712 milioni al 31 dicembre 2023) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €907 milioni (€677 milioni al 31 dicembre 2023).

I crediti finanziari sono denominati in dollari USA per €3.351 milioni e in euro per €855 milioni (rispettivamente, €2.503 milioni e €630 milioni al 31 dicembre 2023).

Titoli per €11 milioni (€19 milioni al 31 dicembre 2023) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

| | Costo Ammortizzato (€ milioni) | Valore Nominale (€ milioni) | Fair Value (€ milioni) | Tasso di rendimento nominale % | Anno di scadenza | Classe di rating Moody's | Classe di rating S&P |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Stati Sovrani** | | | | | | | |
| ***Tasso fisso*** | | | | | | | |
| Italia | 11 | 12 | 11 | da 0 a 2,65 | dal 2025 al 2031 | Baa3 | BBB |
| Altri[(a)] | 33 | 33 | 33 | da 0,01 a 5,0 | dal 2025 al 2029 | da Aa1 a Baa2 | da AA+ a BBB- |
| ***Tasso variabile*** | | | | | | | |
| Italia | 15 | 15 | 15 | da 3,56 a 4,01 | dal 2025 al 2029 | Baa3 | BBB |
| **Totale Stati Sovrani** | **59** | **60** | **59** | | | | |
| **Altri istituti finanziari** | | | | | | | |
| Banca Europea per gli investimenti | 3 | 3 | 3 | 3,75 | dal 2025 al 2026 | Aaa | AAA |
| **Totale** | **62** | **63** | **62** | | | | |

(a) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €57 milioni.

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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Debiti commerciali | 15.170 | 14.231 |
| Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione | 767 | 717 |
| Debiti verso fornitori per attività di investimento | 1.939 | 2.335 |
| Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 1.377 | 1.215 |
| Debiti verso altri | 2.839 | 2.156 |
| | **22.092** | **20.654** |

L'incremento dei debiti commerciali di €939 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €830 milioni.
I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.129 milioni (€728 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) debiti verso il personale per €268 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €199 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €120 milioni (€110 milioni al 31 dicembre 2023).
I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro per €11.487 milioni e in dollari USA per €10.047 milioni (rispettivamente, €10.200 milioni e €10.421 milioni al 31 dicembre 2023).
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

| | 31.12.2024 | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 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 | 2.941 | 269 | 921 | 4.131 | 2.810 | 600 | 1.116 | 4.526 |
| Obbligazioni ordinarie | | 2.695 | 19.641 | 22.336 | | 1.956 | 19.535 | 21.491 |
| Obbligazioni convertibili sustainability-linked | | 9 | 928 | 937 | | 9 | 917 | 926 |
| Altri finanziatori | 1.297 | 1.609 | 80 | 2.986 | 1.282 | 356 | 148 | 1.786 |
| | **4.238** | **4.582** | **21.570** | **30.390** | **4.092** | **2.921** | **21.716** | **28.729** |

L'incremento delle passività finanziarie di €1.661 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.
Al 31 dicembre 2024 le passività finanziarie con banche comprendono €300 milioni (€701 milioni al 31 dicembre 2023) di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che sono indicati nel commento dei prestiti obbligazionari.

Gli altri finanziatori comprendono Supplier Finance Arrangement (SFA) come segue:

| | Supplier finance arrangement a lungo termine | Quote a breve termine di Supplier finance arrangement | Supplier finance arrangement a breve termine | Totale |
|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **92** | **355** | **538** | **985** |
| Variazioni monetarie | | (412) | (432) | (844) |
| Incrementi non monetari | 451 | 1.013 | 775 | 2.239 |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | 2 | 67 | 25 | 94 |
| Altre variazioni non monetarie | (519) | 581 | 32 | 94 |
| **Valore al 31.12.2024** | **26** | **1.604** | **938** | **2.568** |

Il range dei termini di pagamento per le passività finanziarie che rientrano nel perimetro dei SFA sono compresi tra 145 e 410 giorni confrontato con i termini di altri debiti commerciali comparabili non rientranti nell'accordo che sono compresi tra 30 e 60 giorni. Eni formalmente non ha informazioni sul timing di regolamento operato dalla banca ai fornitori. Le principali operazioni rientranti negli accordi di SFA riguardano principalmente: (i) la costruzione nell'ambito del progetto Congo della nave di produzione di GNL galleggiante "FLNG" Nguya, che consentirà di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 MTPA dagli attuali 0,6 MTPA, (ii) l'avanzamento del progetto Baleine Fase II nell'offshore della Costa d'Avorio; (iii) installazioni produttive nell'offshore del Messico (Area 1).

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 2024 e al 31 dicembre 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €613 milioni e a €732 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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi.

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 (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Società emittente** | | | | | | |
| *Euro Medium Term Notes* | | | | | | |
| Eni SpA | 1.250 | 23 | 1.273 | EUR | 2033 | 4,250 |
| Eni SpA | 1.200 | 14 | 1.214 | EUR | 2025 | 3,750 |
| Eni SpA | 1.000 | 60 | 1.060 | EUR | 2029 | 3,625 |
| Eni SpA | 1.000 | 26 | 1.026 | EUR | 2034 | 3,875 |
| Eni SpA | 1.000 | 13 | 1.013 | EUR | 2026 | 1,500 |
| Eni SpA | 1.000 | 11 | 1.011 | EUR | 2031 | 2,000 |
| Eni SpA | 1.000 | 5 | 1.005 | EUR | 2026 | 1,250 |
| Eni SpA | 1.000 | 4 | 1.004 | EUR | 2030 | 0,625 |
| Eni SpA | 800 | 4 | 804 | EUR | 2028 | 1,625 |
| Eni SpA | 750 | 9 | 759 | EUR | 2027 | 1,500 |
| Eni SpA | 750 | (3) | 747 | EUR | 2034 | 1,000 |
| Eni SpA | 722 | 9 | 731 | USD | 2027 | variabile |
| Eni SpA | 650 | 5 | 655 | EUR | 2025 | 1,000 |
| Eni SpA | 600 | (1) | 599 | EUR | 2028 | 1,125 |
| Eni SpA | 500 | 4 | 504 | EUR | 2025 | 1,275 |
| Eni SpA | 100 | 4 | 104 | EUR | 2028 | 5,441 |
| Eni SpA | 75 | 1 | 76 | EUR | 2043 | 3,875 |
| Eni SpA | 70 | 1 | 71 | EUR | 2032 | 4,000 |
| Eni SpA | 50 | 1 | 51 | EUR | 2031 | 4,800 |
| Eni SpA - Sustainability-linked | 1.000 | | 1.000 | EUR | 2028 | 0,375 |
| Eni SpA - Sustainability-linked | 750 | 15 | 765 | EUR | 2027 | 3,625 |
| | **15.267** | **205** | **15.472** | | | |
| *Altri prestiti obbligazionari* | | | | | | |
| Eni SpA | 1.202 | (20) | 1.182 | USD | 2054 | 5,950 |
| Eni SpA | 962 | 8 | 970 | USD | 2028 | 4,750 |
| Eni SpA | 962 | 2 | 964 | USD | 2029 | 4,250 |
| Eni SpA | 962 | (3) | 959 | USD | 2034 | 5,500 |
| Eni SpA | 337 | 1 | 338 | USD | 2040 | 5,700 |
| Eni USA Inc | 385 | 2 | 387 | USD | 2027 | 7,300 |
| Eni SpA - Sustainability-linked - Retail | 2.000 | 64 | 2.064 | EUR | 2028 | 4,300 |
| | **6.810** | **54** | **6.864** | | | |
| | **22.077** | **259** | **22.336** | | | |

Nell'anno sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €3.164 milioni.
Eni SpA ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.350 milioni di valore nominale.

Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

| (€ milioni) | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | **Totale** | Valuta | Scadenza | Tasso (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Società emittente** | | | | | | |
| Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked | 1.000 | 16 | **1.016** | EUR | 2030 | 2,950 |
| *di cui: componente passività finanziaria* | *920* | *17* | ***937*** | | | |
| *di cui: componente di patrimonio netto* | *80* | *(1)* | ***79*** | | | |

Eni SpA ha in essere un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni.
Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni. Il prezzo di conversione è di €17,5513.
Le sustainability-linked bond e le obbligazioni convertibili sono collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni.
Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

| | **31.12.2024** | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Passività finanziarie a breve termine** (€ milioni) | **Tasso medio ponderato** (%) | **Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** (€ milioni) | **Tasso medio ponderato** (%) | Passività finanziarie a breve termine (€ milioni) | Tasso medio ponderato (%) | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni) | Tasso medio ponderato (%) |
| Euro | 3.518 | 3,0 | 19.547 | 2,5 | 3.469 | 3,3 | 20.293 | 2,4 |
| Dollaro USA | 707 | 4,8 | 6.603 | 5,3 | 614 | 5,5 | 4.342 | 5,9 |
| Altre valute | 13 | 2,2 | 2 | 2,7 | 9 | 2,5 | 2 | 5,9 |
| **Totale** | **4.238** | | **26.152** | | **4.092** | | **24.637** | |

Al 31 dicembre 2024 Eni dispone di linee di credito committed non utilizzate di €9.001 milioni (€9.120 milioni al 31 dicembre 2023, di cui €9.050 milioni non utilizzate). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.
Al 31 dicembre 2024 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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked | 21.026 | 21.025 |
| Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked | 973 | 1.061 |
| Banche | 1.143 | 1.652 |
| Altri finanziatori | 1.689 | 505 |
| | **24.831** | **24.243** |

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,7% e 4,8% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

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 |
|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **24.637** | **4.092** | **5.336** | **34.065** |
| Variazioni monetarie | (1.232) | (61) | (1.205) | (2.498) |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | 232 | (303) | 247 | 176 |
| Variazione area di consolidamento | 855 | 12 | 50 | 917 |
| Altre variazioni non monetarie | 1.660 | 498 | 2.025 | 4.183 |
| **Valore al 31.12.2024** | **26.152** | **4.238** | **6.453** | **36.843** |
| | | | | |
| **Valore al 31.12.2022** | **22.471** | **4.446** | **4.951** | **31.868** |
| Variazioni monetarie | 1.810 | (1.495) | (963) | (648) |
| Differenze di cambio da conversione e da allineamento | (144) | 182 | (116) | (78) |
| Variazione area di consolidamento | 38 | 352 | 13 | 403 |
| Altre variazioni non monetarie | 462 | 607 | 1.451 | 2.520 |
| **Valore al 31.12.2023** | **24.637** | **4.092** | **5.336** | **34.065** |

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy da parte del settore Exploration & Production per €895 milioni, alle acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude per €61 milioni e all'acquisizione delle società Atenoil da parte della linea di business Enilive per €10 milioni.
Le altre variazioni non monetarie comprendono €2.109 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €2.239 milioni di debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| A. Disponibilità liquide | 3.367 | 3.731 |
| B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide | 4.816 | 6.462 |
| C. Altre attività finanziarie correnti | 7.881 | 7.637 |
| **D. Liquidità (A+B+C)** | **16.064** | **17.830** |
| E. Debito finanziario corrente | 6.942 | 6.057 |
| F. Quota corrente del debito finanziario non corrente | 3.157 | 2.084 |
| **G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)** | **10.099** | **8.141** |
| **H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)** | **(5.965)** | **(9.689)** |
| I. Debito finanziario non corrente | 6.175 | 5.472 |
| J. Strumenti di debito | 20.527 | 20.452 |
| K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti | | |
| **L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)** | **26.702** | **25.924** |
| **M. Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)** | **20.737** | **16.235** |

L'indebitamento finanziario netto non comprende €2.109 milioni di crediti finanziari non correnti.
Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €54 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023) 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.
Gli strumenti di debito comprendono €42 milioni di contratti derivati attivi fair value hedge a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso.
La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.279 milioni e €5.174 milioni (rispettivamente €1.128 milioni e €4.208 milioni al 31 dicembre 2023). 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 OIL) | Altri fondi | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **9.470** | **3.613** | **681** | **183** | **245** | **208** | **105** | **1.028** | **15.533** |
| Accantonamenti | 481 | 929 | 100 | 27 | 87 | 24 | 2 | 264 | **1.914** |
| Rilevazione iniziale e variazione stima | 97 | | | | | | | | **97** |
| Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo | 312 | (51) | | | | | | | **261** |
| Utilizzi a fronte oneri | (814) | (636) | (18) | (46) | (114) | | | (138) | **(1.766)** |
| Rilasci per esuberanza | (181) | (81) | (60) | (27) | | (4) | (22) | (100) | **(475)** |
| Differenze cambio da conversione | 312 | 2 | 19 | 6 | | 3 | 1 | 9 | **352** |
| Variazione area di consolidamento | 249 | | 1 | 4 | | | | 8 | **262** |
| Altre variazioni | (214) | (76) | (129) | 11 | 11 | 3 | | (10) | **(404)** |
| **Valore al 31.12.2024** | **9.712** | **3.700** | **594** | **158** | **229** | **234** | **86** | **1.061** | **15.774** |

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €8.376 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 €673 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €358 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 €596 milioni la stima dei costi di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione per i quali non esistono prospettive di utilizzo economico o di riconversione in processi di decarbonizzazione nell'attuale contesto di mercato, nonché di distribuzione carburanti.

Gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano: (i) per €431 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o esausti; (ii) per €45 milioni i costi stimati di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione e di distribuzione carburanti per i quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale contesto di mercato.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino siti (principalmente in UK, Italia, Costa d'Avorio e Libia) e l'effetto incrementativo dell'attualizzazione in relazione al ridimensionamento della curva dei tassi d'interesse e alla riduzione del periodo di sconto (accretion of discount). L'effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 1,8% e il 5,3% (2,2% e il 5,4% al 31 dicembre 2023). Gli utilizzi a fronte oneri riguardano principalmente attività di ripristino siti e social project in UK per €310 milioni, in Italia per €247 milioni e in Libia per €94 milioni. La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production e riguarda l'acquisizione del gruppo Neptune Energy per €815 milioni e l'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc per €566 milioni. Le altre variazioni includono per €51 milioni la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production. 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" dell'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 la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per €352 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (ii) per circa €271 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (iii) per €152 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.423 milioni e al settore Refining e Chimica per €687 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 Exploration & Production per €305 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 €128 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme offshore Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

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 €25 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 €176 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen 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.

Gli altri fondi sono relativi a rinegoziazioni commerciali e altre pretese di terzi nell'ambito dell'ordinaria gestione. Tali fondi riguardano principalmente le linee di business Global Gas & LNG Portfolio ed Enilive.

Sulla base delle previsioni di esborso in relazione all'avanzamento delle attività di bonifica e di decommissioning di asset petroliferi esauriti, la quota a breve termine dei fondi rischi ammonta a circa €1,7 miliardi.

## 22 Fondi per benefici ai dipendenti

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Piani a benefici definiti:** | | |
| - TFR | 151 | 156 |
| - Piani esteri a benefici definiti | 108 | 121 |
| - Fisde, altri piani medici esteri e altri | 112 | 118 |
| | **371** | **395** |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti | 310 | 353 |
| | **681** | **748** |

La passività relativa agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinata considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €134 milioni (€120 milioni al 31 dicembre 2023), il contratto di espansione per €86 milioni (€118 milioni al 31 dicembre 2023), i piani isopensione di Eni Plenitude SpA per €47 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2023), i premi di anzianità per €25 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2023) e gli altri piani a lungo termine per €18 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2023).

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

| | 2024 | | | | | | 2023 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ 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 | 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 |
| **Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio** | **156** | **380** | **118** | **654** | **353** | **1.007** | **177** | **644** | **126** | **947** | **341** | **1.288** |
| Costo corrente | 1 | 12 | 2 | **15** | 56 | **71** | 1 | 10 | 2 | **13** | 51 | **64** |
| Interessi passivi | 5 | 18 | 4 | **27** | 11 | **38** | 6 | 29 | 4 | **39** | 10 | **49** |
| Rivalutazioni: | (1) | (22) | (2) | **(25)** | 1 | **(24)** | 5 | 24 | 1 | **30** | (2) | **28** |
| *- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche* | | *(1)* | | ***(1)*** | | ***(1)*** | *1* | *1* | | ***2*** | *(1)* | ***1*** |
| *- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie* | | *(22)* | | ***(22)*** | *5* | ***(17)*** | *4* | *8* | *2* | ***14*** | *1* | ***15*** |
| *- Effetto dell'esperienza passata* | *(1)* | *1* | *(2)* | ***(2)*** | *(4)* | ***(6)*** | | *15* | *(1)* | ***14*** | *(2)* | ***12*** |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione | | 9 | | **9** | 3 | **12** | 2 | (13) | 4 | **(7)** | 91 | **84** |
| Contributi al piano: | | 2 | | **2** | | **2** | | 1 | | **1** | | **1** |
| *- Contributi dei dipendenti* | | *2* | | ***2*** | | ***2*** | | *1* | | ***1*** | | ***1*** |
| Benefici pagati | (10) | (85) | (8) | **(103)** | (113) | **(216)** | (37) | (39) | (9) | **(85)** | (97) | **(182)** |
| Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | | | | | | | | (147) | (6) | **(153)** | (2) | **(155)** |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | | 55 | (2) | **53** | (1) | **52** | 2 | (129) | (4) | **(131)** | (39) | **(170)** |
| **Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)** | **151** | **369** | **112** | **632** | **310** | **942** | **156** | **380** | **118** | **654** | **353** | **1.007** |
| **Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio** | | **261** | | **261** | | **261** | | **503** | | **503** | | **503** |
| Interessi attivi | | 14 | | **14** | | **14** | | 19 | | **19** | | **19** |
| Rendimento delle attività a servizio del piano | | (17) | | **(17)** | | **(17)** | | | | | | |
| Spese amministrative pagate | | (1) | | **(1)** | | **(1)** | | | | | | |
| Contributi al piano: | | *25* | | **25** | | **25** | | *25* | | **25** | | **25** |
| *- Contributi dei dipendenti* | | *2* | | ***2*** | | ***2*** | | *1* | | ***1*** | | ***1*** |
| *- Contributi del datore di lavoro* | | *23* | | ***23*** | | ***23*** | | *24* | | ***24*** | | ***24*** |
| Benefici pagati | | (25) | | **(25)** | | **(25)** | | (31) | | **(31)** | | **(31)** |
| Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | | | | | | | | (123) | | **(123)** | | **(123)** |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | | 6 | | **6** | | **6** | | (132) | | **(132)** | | **(132)** |
| **Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)** | | **263** | | **263** | | **263** | | **261** | | **261** | | **261** |
| **Massimale di attività all'inizio dell'esercizio** | | **2** | | **2** | | **2** | | **1** | | **1** | | **1** |
| Modifiche nel massimale di attività | | | | | | | | 1 | | **1** | | **1** |
| **Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** |
| **Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)** | **151** | **108** | **112** | **371** | **310** | **681** | **156** | **121** | **118** | **395** | **353** | **748** |

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** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | |
| Costo corrente | 1 | 12 | 2 | **15** | 56 | **71** |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione | | 9 | | **9** | 3 | **12** |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | | |
| *- Interessi passivi sull'obbligazione* | *5* | *18* | *4* | ***27*** | *11* | ***38*** |
| *- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano* | | *(14)* | | ***(14)*** | | ***(14)*** |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | 5 | 4 | 4 | **13** | 11 | ***24*** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | | | | | *11* | ***11*** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *5* | *4* | *4* | ***13*** | | ***13*** |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | | 1 | **1** |
| Spese amministrative pagate | | 1 | | 1 | | **1** |
| **Totale** | **6** | **26** | **6** | **38** | **71** | **109** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | *1* | *22* | *2* | ***25*** | *71* | ***96*** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *5* | *4* | *4* | ***13*** | | ***13*** |
| **2023** | | | | | | |
| Costo corrente | 1 | 10 | 2 | **13** | 51 | **64** |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione | 2 | (13) | 4 | (7) | 91 | **84** |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | | |
| *- Interessi passivi sull'obbligazione* | *6* | *29* | *4* | ***39*** | *10* | ***49*** |
| *- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano* | | *(19)* | | ***(19)*** | | ***(19)*** |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | 6 | 10 | 4 | **20** | 10 | **30** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | | | | | *10* | ***10*** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *6* | *10* | *4* | ***20*** | | ***20*** |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | | (2) | **(2)** |
| **Totale** | **9** | **7** | **10** | **26** | **150** | **176** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | *3* | *(3)* | *6* | *6* | *150* | *156* |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *6* | *10* | *4* | ***20*** | | ***20*** |

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

| (€ milioni) | **2024** | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **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 |
| **Rivalutazioni:** | | | | | | | | |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche | | (1) | | **(1)** | 1 | 1 | | **2** |
| - (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | | (22) | | **(22)** | 4 | 8 | 2 | **14** |
| - Effetto dell'esperienza passata | (1) | 1 | (2) | **(2)** | | 15 | (1) | **14** |
| - Rendimento delle attività a servizio del piano | | 17 | | **17** | | | | |
| - Modifiche nel massimale di attività | | | | | | 1 | | **1** |
| | **(1)** | **(5)** | **(2)** | **(8)** | **5** | **25** | **1** | **31** |

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** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | | | | | | | |
| Attività a servizio del piano: | | | | | | | | | |
| - con prezzi quotati in mercati attivi | 4 | 25 | 125 | 11 | 43 | 1 | 32 | 19 | **260** |
| - con prezzi non quotati in mercati attivi | | | | | | | 3 | | **3** |
| | **4** | **25** | **125** | **11** | **43** | **1** | **35** | **19** | **263** |
| | | | | | | | | | |
| **31.12.2023** | | | | | | | | | |
| Attività a servizio del piano: | | | | | | | | | |
| - con prezzi quotati in mercati attivi | 4 | 24 | 121 | 11 | 55 | | 5 | 15 | **235** |
| - con prezzi non quotati in mercati attivi | | | | | | | 26 | | **26** |
| | **4** | **24** | **121** | **11** | **55** | | **31** | **15** | **261** |

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 fondi per benefici ai dipendenti |
|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | |
| Tasso di sconto | (%) | 3,1 | 1,1-26,1 | 3,1 | 2,8-3,1 |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%) | 3,0 | 2,0-15,0 | | |
| Tasso d'inflazione | (%) | 2,0 | 1,0-14,0 | 2,0 | 2,0 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | (anni) | | 14-24 | 24 | |
| | | | | | |
| **2023** | | | | | |
| Tasso di sconto | (%) | 3,1 | 1,4-25,9 | 3,1 | 3,1-3,3 |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%) | 3,0 | 1,9-20,0 | | |
| Tasso d'inflazione | (%) | 2,0 | 1,2-15,5 | 2,0 | 2,0 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | (anni) | | 14-23 | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | |
| Tasso di sconto | (%) | 3,2-3,6 | 1,1-5,5 | 3,3-26,1 | 7,1 | 1,1-26,1 |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%) | 2,0-3,4 | 2,8 | 5,0-15,0 | 5,0 | 2,0-15,0 |
| Tasso d'inflazione | (%) | 2,0 | 1,0-3,5 | 3,0-14,0 | 3,5 | 1,0-14,0 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | (anni) | 21-23 | 23-24 | 14-18 | | 14-24 |
| **2023** | | | | | | |
| Tasso di sconto | (%) | 3,2-3,3 | 1,4-4,5 | 3,2-25,9 | 6,9 | 1,4-25,9 |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | (%) | 1,9-3,0 | 3,0 | 5,0-20,0 | 5,0 | 1,9-20,0 |
| Tasso d'inflazione | (%) | 1,9-2,1 | 1,2-3,4 | 3,1-15,5 | 3,5 | 1,2-15,5 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | (anni) | 21-23 | 23 | 14-18 | | 14-23 |

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono irrilevanti.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €153 milioni, di cui €45 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 |
|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | | | |
| 2025 | | 19 | 24 | 8 | 108 |
| 2026 | | 16 | 26 | 7 | 92 |
| 2027 | | 16 | 21 | 7 | 80 |
| 2028 | | 17 | 16 | 7 | 13 |
| 2029 | | 18 | 19 | 7 | 5 |
| Oltre | | 65 | 263 | 76 | 12 |
| **Durata media ponderata** | (anni) | **6,1** | **13,1** | **11,3** | **2,1** |
| **31.12.2023** | | | | | |
| 2024 | | 14 | 24 | 9 | 107 |
| 2025 | | 13 | 22 | 9 | 103 |
| 2026 | | 14 | 23 | 7 | 86 |
| 2027 | | 16 | 22 | 7 | 30 |
| 2028 | | 18 | 23 | 7 | 14 |
| Oltre | | 81 | 7 | 79 | 13 |
| **Durata media ponderata** | (anni) | **6,8** | **13,6** | **10,8** | **2,3** |

## 23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Passività per imposte differite lorde | 8.724 | 8.461 |
| Attività per imposte anticipate compensabili | (3.143) | (3.759) |
| **Passività per imposte differite** | **5.581** | **4.702** |
| Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione | 9.465 | 8.241 |
| Passività per imposte differite compensabili | (3.143) | (3.759) |
| **Attività per imposte anticipate** | **6.322** | **4.482** |

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Passività per imposte differite lorde** | | |
| - ammortamenti eccedenti | 5.755 | 6.028 |
| - differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti | 858 | 305 |
| - abbandono e ripristino siti (attività materiali) | 368 | 265 |
| - contratti di leasing IFRS 16 | 354 | 150 |
| - contratti derivati | 44 | 451 |
| - applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze | 20 | 47 |
| - altre | 1.325 | 1.215 |
| | **8.724** | **8.461** |
| **Attività per imposte anticipate lorde** | | |
| - perdite fiscali portate a nuovo | (5.018) | (5.677) |
| - abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri) | (2.148) | (1.802) |
| - ammortamenti deducibili in futuri esercizi | (1.847) | (1.567) |
| - accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili | (1.432) | (1.279) |
| - svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili | (1.320) | (1.517) |
| - contratti derivati | (352) | (236) |
| - contratti di leasing IFRS 16 | (338) | (198) |
| - benefici ai dipendenti | (151) | (168) |
| - over/under lifting | (120) | (124) |
| - utili infragruppo | (77) | (57) |
| - altre | (1.313) | (1.284) |
| | **(14.116)** | **(13.909)** |
| **Fondo svalutazione attività per imposte anticipate** | **4.651** | **5.668** |
| **Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione** | **(9.465)** | **(8.241)** |

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 |
|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **8.461** | **(13.909)** | **5.668** | **(8.241)** |
| Incrementi | 946 | (1.862) | 457 | (1.405) |
| Decrementi | (1.042) | 2.176 | (1.663) | 513 |
| Variazioni con effetto ad OCI | (351) | 92 | | 92 |
| Differenze di cambio da conversione | 484 | (384) | 121 | (263) |
| Variazione area di consolidamento | 193 | 156 | (168) | (12) |
| Altre variazioni | 33 | (385) | 236 | (149) |
| **Valore al 31.12.2024** | **8.724** | **(14.116)** | **4.651** | **(9.465)** |
| | | | | |
| **Valore al 31.12.2022** | **9.315** | **(14.960)** | **6.170** | **(8.790)** |
| Incrementi | 654 | (2.161) | 639 | (1.522) |
| Decrementi | (1.099) | 2.565 | (861) | 1.704 |
| Variazioni con effetto ad OCI | (69) | 223 | | 223 |
| Differenze di cambio da conversione | (247) | 213 | (68) | 145 |
| Variazione area di consolidamento | 348 | (183) | 13 | (170) |
| Altre variazioni | (441) | 394 | (225) | 169 |
| **Valore al 31.12.2023** | **8.461** | **(13.909)** | **5.668** | **(8.241)** |

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione del gruppo Neptune Energy per €914 milioni di passività per imposte differite e per €732 milioni di attività per imposte anticipate e, in diminuzione, all'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc per €726 milioni di passività per imposte differite e per €723 milioni di attività per imposte anticipate.
Le perdite fiscali ammontano a €19.668 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.759 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.362 milioni e a società estere per €9.306 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.487 milioni e €2.531 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 mediamente 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 27,2% per le imprese estere.
Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €2.407 milioni e a società estere per €2.244 milioni. Sono state ripristinate attività per imposte anticipate delle società italiane per €1.518 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) | 31.12.2024 Fair value attivo | 31.12.2024 Fair value passivo | 31.12.2024 Gerarchia del fair value - Livello | 31.12.2023 Fair value attivo | 31.12.2023 Fair value passivo | 31.12.2023 Gerarchia del fair value - Livello |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Contratti derivati non di copertura** | | | | | | |
| *Contratti su valute* | | | | | | |
| - Currency swap | 233 | 33 | 2 | 70 | 168 | 2 |
| - Interest currency swap | | 125 | 2 | | 84 | 2 |
| - Outright | 3 | 24 | 2 | | | |
| | **236** | **182** | | **70** | **252** | |
| *Contratti su interessi* | | | | | | |
| - Interest rate swap | 20 | 27 | 2 | 62 | 34 | 2 |
| | **20** | **27** | | **62** | **34** | |
| *Contratti su merci* | | | | | | |
| - Over the counter | 632 | 923 | 2 | 2.902 | 2.103 | 2 |
| - Future | 1.429 | 1.538 | 1 | 3.027 | 2.905 | 1 |
| - Opzioni | 61 | 111 | 2 | 106 | 114 | 2 |
| - Altro | | 8 | 2 | 11 | | 2 |
| | **2.122** | **2.580** | | **6.046** | **5.122** | |
| | **2.378** | **2.789** | | **6.178** | **5.408** | |
| | | | | | | |
| **Contratti derivati fair value hedge** | | | | | | |
| *Contratti su interessi* | | | | | | |
| - Interest rate swap | 42 | | 2 | | | |
| | **42** | | | | | |
| *Contratti su valute* | | | | | | |
| - Outright | 2 | | 1 | | | |
| | **2** | | | | | |
| | **44** | | | | | |
| **Contratti derivati cash flow hedge** | | | | | | |
| *Contratti su merci* | | | | | | |
| - Over the counter | 20 | 335 | 2 | 80 | 13 | 2 |
| - Future | 28 | 421 | 1 | | | |
| | **48** | **756** | | **80** | **13** | |
| *Contratti su interessi* | | | | | | |
| - Interest rate swap | | | | 6 | | 1 |
| | | | | **6** | | |
| | **48** | **756** | | **86** | **13** | |
| **Opzioni** | | | | | | |
| - Altre opzioni | | 37 | 2 | | 41 | 2 |
| | | **37** | | | **41** | |
| **Totale contratti derivati lordi** | **2.470** | **3.582** | | **6.264** | **5.462** | |
| Compensazione | (1.508) | (1.508) | | (2.895) | (2.895) | |
| **Totale contratti derivati netti** | **962** | **2.074** | | **3.369** | **2.567** | |
| Di cui: | | | | | | |
| - correnti | 874 | 1.921 | | 3.323 | 2.414 | |
| - non correnti | 88 | 153 | | 46 | 153 | |

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 nella linea di business 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 discontinuate 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.

Eni ha in essere interest rate 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 2024 il fair value di tali contratti è attivo per €1 milione.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.077 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 €133 milioni nel corso del 2024) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.273 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita principalmente a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2024 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura cash flow hedge e fair value hedge si analizzano come segue:

| | 31.12.2024 | | | 31.12.2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **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 |
| **Contratti derivati cash flow hedge** | | | | | | |
| *Contratti su commodity* | | | | | | |
| - Over the counter | 1.753 | (524) | 13 | 310 | 147 | 6 |
| - Future | 3.375 | (499) | 13 | | (23) | |
| | **5.128** | **(1.023)** | **26** | **310** | **124** | **6** |
| *Altri strumenti di copertura* | | | | | | |
| - Altri | 348 | (12) | | 128 | (19) | |
| | **348** | **(12)** | | **128** | **(19)** | |
| | **5.476** | **(1.035)** | **26** | **438** | **105** | **6** |
| **Contratti derivati fair value hedge** | | | | | | |
| *Contratti su valute* | | | | | | |
| - Outright | 43 | 2 | | | | |
| | **43** | **2** | | | | |
| *Contratti su interessi* | | | | | | |
| - Interest rate swap | 1.981 | 42 | 1 | | | |
| | **1.981** | **42** | **1** | | | |
| | **2.024** | **44** | **1** | | | |

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge e fair value hedge:

| | 31.12.2024 | | | 31.12.2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 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 |
| **Cash flow hedge** | | | | | | |
| *Rischio prezzo commodity* | | | | | | |
| - Vendite programmate | 1.023 | (850) | (123) | (169) | 56 | (436) |
| | | | | | | |
| *Altri strumenti di copertura* | | | | | | |
| - Flussi su ammontari coperti | 12 | (12) | | (19) | (6) | |

| | 31.12.2024 | | |
|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Valore contabile dell'oggetto coperto | Variazione fair value cumulato dell'oggetto coperto | Variazione fair value dell'esercizio dell'oggetto coperto |
| **Fair value hedge** | | | |
| *Contratti su valute* | | | |
| - Partecipazioni | 43 | (2) | (2) |
| | | | |
| *Contratti su interessi* | | | |
| - Passività finanziarie | 2.066 | 44 | 44 |

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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 26 | 6 | 275 |
| Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati | (378) | 472 | (2.011) |
| | **(352)** | **478** | **(1.736)** |

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 riguardano 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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| - Strumenti finanziari derivati su valute | 310 | (63) | (70) |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | (32) | 2 | 81 |
| - Opzioni | | | 2 |
| | **278** | **(61)** | **13** |

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 €420 milioni (€2.609 milioni al 31 dicembre 2023) e passività direttamente associabili €195 milioni (€1.862 milioni al 31 dicembre 2023) riguardano principalmente asset oil&gas in Congo, i cui valori di iscrizione ammontano rispettivamente a €417 milioni (di cui attività correnti €28 milioni) e a €195 milioni (di cui passività correnti €3 milioni). Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2023 relative ad alcuni permessi petroliferi in Congo e agli asset onshore in Nigeria. Maggiori informazioni alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

## 26 Patrimonio netto

### INTERESSENZE DI TERZI

| | Risultato netto | | Patrimonio netto | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
| Eni Marine Services SpA | | | 1.924 | |
| Gruppo Eni Plenitude | 54 | 3 | 491 | 54 |
| Gruppo EniPower | 85 | 86 | 446 | 406 |
| Altre | 1 | | 2 | |
| | **140** | **89** | **2.863** | **460** |

Nel marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €588 milioni, pari al 7,6% del capitale sociale della Società, e acquisizione di patrimonio netto di €392 milioni.
Le interessenze di terzi relative a Eni Marine Services SpA sono riferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA nel terzo trimestre 2024 per finanziare un progetto d'investimento di interesse Eni. Le obbligazioni subordinate perpetue sono state rilevate nelle interessenze di terzi in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti.

## PATRIMONIO NETTO DI ENI

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Utili relativi a esercizi precedenti | 32.552 | 32.988 |
| Riserva per differenze cambio da conversione | 8.081 | 5.238 |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale: | | |
| - Obbligazioni subordinate perpetue | 5.000 | 5.000 |
| - Riserva legale | 959 | 959 |
| - Riserva per acquisto di azioni proprie | 2.883 | 2.333 |
| - Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge | (612) | 36 |
| - Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti | (91) | (88) |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto | 28 | 98 |
| - Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value | 160 | 98 |
| - Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile | 79 | 79 |
| Azioni proprie | (2.883) | (2.333) |
| Utile (perdita) dell'esercizio | 2.624 | 4.771 |
| | **52.785** | **53.184** |

## CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2024, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) ed è rappresentato da n. 3.284.490.525 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.375.937.893 azioni ordinarie al 31 dicembre 2023).

Il 15 maggio 2024, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2024, stabilito in €1 per azione da regolarsi in 4 tranche di pari importo (€0,25 per azione), nei mesi di settembre 2024, novembre 2024, marzo 2025 e maggio 2025; (ii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2025, all'acquisto massimo di un numero di 328.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi, di cui: a) fino a massimo n. 321.600.000 azioni per finalità di remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo n. 6.400.000 azioni per costituire la provvista azionaria a servizio del Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD"); (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 321.600.000 azioni proprie che verranno eventualmente acquisite in base all'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2024 sono state acquistate n. 117.927.640 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.639 milioni.

## 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 2023).

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 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.

## 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

| | Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge | | | Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti | | | Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto[a] | Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Riserva lorda | Effetto fiscale | **Riserva netta** | Riserva lorda | Effetto fiscale | **Riserva netta** | | |
| **Riserva al 31.12.2023** | **50** | **(14)** | **36** | **(94)** | **6** | **(88)** | **98** | **98** |
| Variazione dell'esercizio | (1.034) | 299 | **(735)** | 8 | (4) | **4** | (70) | 62 |
| Differenze cambio | | | | (5) | 3 | **(2)** | | |
| Variazione dell'area di consolidamento | | | | (30) | 25 | **(5)** | | |
| Rigiro a conto economico | 123 | (36) | **87** | | | | | |
| **Riserva al 31.12.2024** | **(861)** | **249** | **(612)** | **(121)** | **30** | **(91)** | **28** | **160** |
| | | | | | | | | |
| **Riserva al 31.12.2022** | **(483)** | **141** | **(342)** | **(20)** | **(38)** | **(58)** | **46** | **53** |
| Variazione dell'esercizio | 105 | (32) | **73** | (31) | 10 | **(21)** | 52 | 45 |
| Differenze cambio | | | | (43) | 34 | **(9)** | | |
| Rigiro a rettifica Rimanenze | (8) | 3 | **(5)** | | | | | |
| Rigiro a conto economico | 436 | (126) | **310** | | | | | |
| **Riserva al 31.12.2023** | **50** | **(14)** | **36** | **(94)** | **6** | **(88)** | **98** | **98** |

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2024 comprende riserve pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (negativa per €1 milione al 31 dicembre 2023).

## AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €2.883 milioni (€2.333 milioni al 31 dicembre 2023) e sono rappresentate da n. 203.137.967 azioni ordinarie Eni (157.115.336 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2023) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2024, sono state acquistate n. 142.480.744 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.003 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2023 e dell'esecuzione del programma 2024 da €2 miliardi completato all'80% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Sono state cancellate n. 91.447.368 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.375 milioni, sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.908.045 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020 e sono state assegnate a titolo gratuito ai dipendenti Eni n. 3.102.700 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024.

## RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2024 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

## PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

| | Risultato dell'esercizio | | Patrimonio netto | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **2024** | 2023 | **31.12.2024** | 31.12.2023 |
| **Come da bilancio di esercizio di Eni SpA** | **6.419** | **3.272** | **50.735** | **51.019** |
| Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate | (2.029) | 3.202 | 4.338 | (814) |
| 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 | (1.722) | (2.266) | 1.240 | 3.774 |
| - eliminazione di utili infragruppo | (80) | 86 | (537) | (437) |
| - imposte sul reddito differite e anticipate | 176 | 566 | (281) | (51) |
| | **2.764** | **4.860** | **55.648** | **53.644** |
| Interessenze di terzi | (140) | (89) | (2.863) | (460) |
| **Come da bilancio consolidato** | **2.624** | **4.771** | **52.785** | **53.184** |

# 27 Altre informazioni

## INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

| (€ milioni) | **2024** | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti** | | | |
| Attività correnti | 486 | 408 | 147 |
| Attività non correnti | 3.863 | 1.985 | 1.981 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | (468) | (91) | (541) |
| Passività correnti e non correnti | (1.825) | (622) | (366) |
| **Effetto netto degli investimenti** | **2.056** | **1.680** | **1.221** |
| Goodwill | 33 | 25 | 482 |
| Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo | (28) | (271) | (21) |
| Interessenze di terzi | (1) | (2) | (15) |
| **Totale prezzo di acquisto** | **2.060** | **1.432** | **1.667** |
| a dedurre: | | | |
| *Disponibilità liquide ed equivalenti* | *(265)* | *(155)* | *(31)* |
| **Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite** | **1.795** | **1.277** | **1.636** |
| | | | |
| **Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti** | | | |
| Attività correnti | 802 | 130 | 1.377 |
| Attività non correnti | 2.695 | 153 | 8.618 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | 101 | 180 | (2.085) |
| Passività correnti e non correnti | (2.267) | (124) | (2.351) |
| **Effetto netto dei disinvestimenti** | **1.331** | **339** | **5.559** |
| Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination | (788) | (580) | (5.726) |
| Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo | | (7) | (918) |
| Plusvalenza per business combination e disinvestimenti | 379 | 427 | 2.704 |
| Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo | 118 | 414 | |
| Crediti per disinvestimenti | | (173) | (1.609) |
| **Totale prezzo di vendita** | **1.040** | **420** | **10** |
| a dedurre: | | | |
| *Disponibilità liquide ed equivalenti* | *(153)* | *(25)* | *(70)* |
| **Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute** | **887** | **395** | **(60)** |

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2024 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

## BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2023 è di seguito rappresentata:

| (€ milioni) | HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione provvisoria) | HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione definitiva) | Novamont SpA (Allocazione provvisoria) | Novamont SpA (Allocazione definitiva) |
|---|---|---|---|---|
| Attività correnti | 2 | 2 | 195 | 195 |
| Immobili, impianti e macchinari | 70 | 70 | 255 | 255 |
| Goodwill | 6 | 8 | 19 | 24 |
| Altre attività non correnti | 37 | 35 | 557 | 552 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | 18 | 18 | (207) | (207) |
| Passività correnti e non correnti | (15) | (15) | (188) | (188) |
| **Totale prezzo di acquisto** | **118** | **118** | **631** | **631** |

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2023 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.

# 28 Garanzie, impegni e rischi

## GARANZIE

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Imprese in joint venture | 9.063 | 9.226 |
| Imprese collegate | 165 | 68 |
| Altri | 424 | 398 |
| | **9.652** | **9.692** |

Nel normale svolgimento del business Eni emette garanzie a favore di società non consolidate (joint venture o collegate) in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, principalmente contratti autonomi a garanzia di buona esecuzione dei lavori, partecipazioni a gare d'appalto e altri impegni delle società partecipate nel settore Exploration & Production, nonché parent company guarantees a beneficio di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni per l'esecuzione di progetti d'interesse del Gruppo (ad esempio i progetti di sviluppo delle riserve nell'offshore del Mozambico). Alcune garanzie sono state rilasciate a governi ed enti di Stato con la finalità di assicurare la controparte da eventuali danni ambientali o in relazione a negligenti condotte nello sviluppo di progetti petroliferi o al mancato rispetto di norme contrattuali. Nei casi in cui le garanzie per danni ambientali e simili violazioni contrattuali non prevedano un tetto, i dati riportati includono la migliore stima della Direzione della potenziale massima esposizione. Nei casi in cui la Direzione non sia in grado di stimare tale ammontare massimo di potenziali futuri pagamenti, si ritiene che l'evento avverso abbia solo una remota possibilità di accadimento o abbia un impatto trascurabile, come nel caso della parent company guarantee rilasciata alla società a controllo congiunto Cardón IV in caso di default sulle forniture di gas equity all'ente di stato del Venezuela.
L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €5.790 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€6.373 milioni al 31 dicembre 2023). Anche sulla base dell'esperienza storica, si ritiene ragionevolmente probabile che tali garanzie non avranno effetti significativi sui risultati economici e sui flussi di cassa del bilancio consolidato.

## IMPEGNI E RISCHI

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Impegni | 84.129 | 79.513 |
| Rischi | 1.046 | 1.140 |
| | **85.175** | **80.653** |

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 €79.858 milioni (€73.615 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) la parent company guarantee per un ammontare complessivo di €3.849 milioni (€3.619 milioni al 31 dicembre 2023) 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 negli Stati Uniti, in Italia, in Norvegia e in Spagna per €246 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2023).
I rischi riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €772 milioni (€879 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €264 milioni (€250 milioni al 31 dicembre 2023).

## ALTRI IMPEGNI E RISCHI

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.
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.

Nell'ambito dei rapporti di fornitura di gas naturale di lungo termine con la società russa Gazprom, nel corso dell'esercizio 2024 le forniture a Eni, che ha regolarmente nominato le quantità minime contrattuali, si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2025 data anche l'invarianza del contesto esterno. Nell'ambito delle cessioni di asset oil&gas, gli obblighi di abbandono e ripristino siti potrebbero ritornare in capo al venditore qualora l'acquirente non adempia agli obblighi dovuti. Questa eventualità si applica alla cessione delle proprietà petrolifere in Alaska alla Hilcorp. Nel caso della business combination con Ithaca, questa eventualità è considerata remota considerando la solidità patrimoniale dell'acquisita. Nella cessione della controllata NAOC, Eni è stata sollevata da qualsiasi obbligo di abbandono e ripristino siti o di passività ambientali anche in relazione agli accordi presi prima della cessione.

## 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 dell'Expected Credit Loss sono stati aggiornati per tener conto della crisi energetica in atto e degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e alla guerra in Medio Oriente.

Al 31 dicembre 2024 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 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 garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, 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, 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 Eni Corporate. 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 Eni Corporate 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 un giorno.

## Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa valutate al fair value e sul livello degli oneri e proventi finanziari.
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 Eni Corporate, 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 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 un giorno.

## 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 Eni Corporate 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. Al 31 dicembre 2024 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-, in linea rispetto a quello di fine 2023.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2024 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2023) 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: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse[a] | 13,03 | 3,92 | 5,95 | 7,50 | 7,26 | 0,90 | 2,30 | 1,32 |
| Tasso di cambio[a] | 5,47 | 0,07 | 1,65 | 0,69 | 0,62 | 0,04 | 0,21 | 0,33 |

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le strutture di Finanza Operativa Eni Corporate e Banque Eni SA. I valori del 2023 sono calcolati con: holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a] | 69,66 | 6,20 | 24,10 | 6,32 | 257,89 | 6,38 | 55,35 | 6,71 |
| Trading[b] | 1,74 | 0,21 | 0,53 | 0,31 | 1,53 | 0,05 | 0,43 | 0,21 |

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, REVT, 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, REVT 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 SpA, Eni Global Energy Markets SpA e a Eni Trading & Shipping Inc.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio euro | 0,60 | 0,20 | 0,40 | 0,60 | 0,22 | 0,13 | 0,18 | 0,19 |

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ($ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,12 | 0,04 | 0,08 | 0,11 |

## 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 di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit 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 di 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 di 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 per l'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 Probabilità di Default, essenzialmente la 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 di 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 e dalle posizioni in contratti derivati, 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 basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA, da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Trading & Shipping Inc per l'attività in derivati su commodity 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 Credit 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 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 del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la flessibilità finanziaria raggiunta nei precedenti esercizi, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. 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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile 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 2024 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo. Nel corso del 2024 Eni ha ampliato il proprio programma di Euro Commercial Paper da €4 a €6 miliardi. Al 31 dicembre 2024 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 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.

| | Anni di scadenza | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Oltre | Totale |
| **31.12.2024** | | | | | | | |
| Passività finanziarie | 8.370 | 2.410 | 2.815 | 5.568 | 2.018 | 8.916 | **30.097** |
| Passività per beni in leasing | 1.261 | 781 | 663 | 572 | 468 | 2.688 | **6.433** |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 1.921 | 31 | 6 | 48 | 4 | 64 | **2.074** |
| | **11.552** | **3.222** | **3.484** | **6.188** | **2.490** | **11.668** | **38.604** |
| Interessi su debiti finanziari | 880 | 705 | 661 | 552 | 369 | 2.786 | **5.953** |
| Interessi su passività per beni in leasing | 336 | 284 | 248 | 212 | 184 | 708 | **1.972** |
| | **1.216** | **989** | **909** | **764** | **553** | **3.494** | **7.925** |
| Garanzie finanziarie | 1.106 | | | | | | **1.106** |

| | Anni di scadenza | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | Totale |
| **31.12.2023** | | | | | | | |
| Passività finanziarie | 7.432 | 2.689 | 3.219 | 2.611 | 5.520 | 7.780 | **29.251** |
| Passività per beni in leasing | 1.120 | 691 | 476 | 399 | 364 | 2.270 | **5.320** |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 2.414 | 21 | 40 | 5 | 37 | 50 | **2.567** |
| | **10.966** | **3.401** | **3.735** | **3.015** | **5.921** | **10.100** | **37.138** |
| Interessi su debiti finanziari | 738 | 676 | 572 | 496 | 389 | 804 | **3.675** |
| Interessi su passività per beni in leasing | 269 | 221 | 188 | 167 | 148 | 668 | **1.661** |
| | **1.007** | **897** | **760** | **663** | **537** | **1.472** | **5.336** |
| Garanzie finanziarie | 1.114 | | | | | | **1.114** |

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi sono riferibili per €925 milioni (€741 milioni al 31 dicembre 2023) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata 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 2025 | 2026-2029 | Oltre | Totale |
|---|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | | |
| Debiti commerciali | 15.170 | | | **15.170** |
| Altri debiti e anticipi | 6.922 | 59 | 121 | **7.102** |
| | **22.092** | **59** | **121** | **22.272** |

| | Anni di scadenza 2024 | 2025-2028 | Oltre | Totale |
|---|---|---|---|---|
| **31.12.2023** | | | | |
| Debiti commerciali | 14.231 | | | **14.231** |
| Altri debiti e anticipi | 6.423 | 50 | 104 | **6.577** |
| | **20.654** | **50** | **104** | **20.808** |

## PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[25]

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 2025 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 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Oltre | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Costi di abbandono e ripristino siti[a]** | **918** | **614** | **577** | **572** | **779** | **11.009** | **14.469** |
| **Costi relativi a fondi ambientali** | **743** | **603** | **457** | **361** | **354** | **1.220** | **3.738** |
| **Impegni di acquisto[b]** | **22.828** | **20.864** | **16.216** | **14.503** | **12.108** | **58.558** | **145.077** |
| - Gas | | | | | | | |
| Take-or-pay | 20.015 | 19.672 | 15.800 | 14.170 | 11.970 | 58.247 | **139.874** |
| Ship or pay | 683 | 514 | 331 | 329 | 135 | 286 | **2.278** |
| - Altri impegni di acquisto | 2.130 | 678 | 85 | 4 | 3 | 25 | **2.925** |
| | | | | | | | |
| **Altri Impegni** | **11** | **7** | | | | | **18** |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri | 11 | 7 | | | | | **18** |
| **Totale[c]** | **24.500** | **22.088** | **17.250** | **15.436** | **13.241** | **70.787** | **163.302** |

(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. Per i contratti take-or-pay con Gazprom si rinvia alla sezione "Altri impegni e rischi".
(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €155 milioni.

(25) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

## IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €33 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.

| | Anni di scadenza | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | **Totale** |
| Impegni per investimenti committed | 7.674 | 5.896 | 3.579 | 2.280 | 174 | **19.603** |

## ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

| | **2024** | | | 2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **Proventi (oneri) rilevati a** | | | Proventi (oneri) rilevati a | |
| (€ milioni) | **Valore di iscrizione** | **Conto economico** | **Altre componenti dell'utile complessivo** | Valore di iscrizione | Conto economico | Altre componenti dell'utile complessivo |
| **Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:** | | | | | | |
| - Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[a] | 6.797 | 388 | | 6.782 | 284 | |
| - Strumenti derivati non di copertura e di trading[b] | (1.119) | (73) | | 837 | 417 | |
| **Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]** | 1.395 | 227 | 62 | 1.256 | 255 | 45 |
| **Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:** | | | | | | |
| - Crediti commerciali e altri crediti[d] | 17.753 | (106) | | 17.054 | (285) | |
| - Crediti finanziari[e] | 4.238 | 233 | | 3.136 | 141 | |
| - Titoli[a] | 62 | 1 | | 61 | 1 | |
| - Debiti commerciali e altri debiti[a] | 22.273 | (153) | | 20.808 | 69 | |
| - Debiti finanziari[f] | 30.390 | (1.176) | | 28.729 | (734) | |
| Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g] | 7 | (95) | (912) | (35) | (442) | 541 |

(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 €352 milioni di oneri (proventi per €478 milioni nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari".
(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 €168 milioni di svalutazioni nette (€249 milioni di svalutazioni nette nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €62 milioni di proventi (oneri per €36 milioni nel 2023), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €27 milioni (€15 milioni di interessi attivi nel 2023).
(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 €175 milioni (€144 milioni di interessi attivi nel 2023) e svalutazioni nette per €22 milioni (€6 milioni di svalutazioni nette nel 2023).
(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 €897 milioni (€743 milioni di interessi passivi nel 2023).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica", negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" e "Proventi (oneri) finanziari".

## 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 |
|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | |
| **Attività finanziarie** | | | |
| Crediti commerciali e altri crediti | 21.330 | 4.429 | 16.901 |
| Altre attività correnti | 5.182 | 1.520 | 3.662 |
| Altre attività non correnti | 4.012 | 1 | 4.011 |
| **Passività finanziarie** | | | |
| Debiti commerciali e altri debiti | 26.521 | 4.429 | 22.092 |
| Altre passività correnti | 6.569 | 1.520 | 5.049 |
| Altre passività non correnti | 4.450 | 1 | 4.449 |
| **31.12.2023** | | | |
| **Attività finanziarie** | | | |
| Crediti commerciali e altri crediti | 19.936 | 3.385 | 16.551 |
| Altre attività correnti | 8.525 | 2.888 | 5.637 |
| Altre attività non correnti | 3.400 | 7 | 3.393 |
| **Passività finanziarie** | | | |
| Debiti commerciali e altri debiti | 24.039 | 3.385 | 20.654 |
| Altre passività correnti | 8.467 | 2.888 | 5.579 |
| Altre passività non correnti | 4.103 | 7 | 4.096 |

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €4.429 milioni (€3.385 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.508 milioni (€2.895 milioni al 31 dicembre 2023) e altre attività e passività per €13 milioni.

## 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 – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 la Procura di Crotone ha avviato un procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società POB fase 2 è stato approvato da parte del Ministero dell'Ambiente. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CTU integrativa all'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.

ii) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente a oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda", gestita da Eni Rewind SpA, alla quale 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 c.d. 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 ammettendo la costituzione di parte civile del MITE, della Regione Sardegna e di altri enti e soggetti privati. Successivamente 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 fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado; si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

iii) **Raffineria di Gela SpA e 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. Il Giudice ha poi riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e perdite di idrocarburi dalle condotte della società EniMed. È stata emessa sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli imputati e dell'ente.

iv) **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 indipendenti 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. Il giudizio di appello è in corso di svolgimento.

v) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti 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. 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. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.lgs. 231/2001. 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 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. 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 ed Eni si è ritualmente ricostituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.lgs. 231/01, il Pubblico Ministero ha emesso nuova richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha emesso il decreto che dispone il giudizio nei confronti di Eni SpA. Il collegio ha annullato tale decreto per indeterminatezza dell'imputazione nei confronti dell'ente, restituendo gli atti al GUP.

vi) **Raffineria di Gela SpA e 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.

vii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Priolo, nonché 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 Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza. Allo stato non si ha notizia di ulteriori sviluppi processuali.

viii) **Versalis SpA – Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA 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. Le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 il GIP del 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. Successivamente, le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. Parallelamente, 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. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104 bis Disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto interministeriale del 12 settembre 2023 – ovverosia al c.d. decreto "Salva ISAB", volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale che all'esito dell'udienza del 7 maggio 2024, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma in esame nella parte in cui non prevede che le misure ivi indicate si applichino per un periodo di tempo non superiore a trentasei mesi. È pendente un procedimento innanzi al Tribunale di Roma relativo all'autorizzazione alla prosecuzione dell'attività produttiva. Il Tribunale ha trasferito tale procedimento alla Corte Costituzionale e Versalis si è costituita in giudizio. Nel frattempo, il procedimento penale rimane tuttora pendente in fase di indagini.

ix) **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 che ha provocato il decesso di un dipendente Eni e il ferimento di due contrattisti. Questi ultimi e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero di Ancona 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 impegnata nei lavori. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice, su richiesta del PM, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

x) **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 avviato un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti nell'area della raffineria di Gela. 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 da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha eseguito vari accertamenti ed ispezioni e ha successivamente proceduto al sequestro preventivo degli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito 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. L'Amministratore Giudiziario 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. Il 29 gennaio 2025, in esito al dibattimento di primo grado, il Tribunale di Gela ha emesso la sentenza di assoluzione "perché il fatto non sussiste" nei confronti di tutti gli imputati, disponendo contestualmente la revoca del sequestro e della nomina dell'amministratore giudiziario.

xi) **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 pendente in fase dibattimentale.

xii) **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 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 contesta, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del D.lgs. 231/2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xiii) **Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.** A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ex D.lgs. 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

xiv) **Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.** È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori e Responsabili HSE pro tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.lgs. n.231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito.
Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. La Procura ha disposto tre accertamenti tecnici irripetibili, nel corso dei quali si è appreso di ulteriori contestazioni in materia ambientale. A conclusione delle indagini preliminari sono state confermate le contestazioni formulate.

xv) **Eni SpA – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo.** È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. n. 231/01. Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e, all'esito

dell'udienza preliminare, è stato emesso il decreto che dispone il giudizio. Il procedimento pende in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xvi) **Eni SpA – Deposito di Calenzano – esplosione.** Il procedimento penale ha ad oggetto l'incidente mortale che ha coinvolto cinque contrattisti Eni a causa di un'esplosione mentre erano impegnati nello svolgimento di operazioni presso il deposito di carburanti di Calenzano il 9 dicembre 2024 e nell'ambito del quale è stato disposto il sequestro probatorio del sito. Nell'ambito del procedimento, inizialmente rubricato contro ignoti per i reati di omicidio colposo plurimo aggravato, rimozione od omissione dolosa di cautele contro infortuni sul lavoro e disastro innominato, la Procura della Repubblica ha incaricato un pool di consulenti tecnici al fine di ricostruire la dinamica dell'evento e individuare eventuali profili di responsabilità e nel corso delle indagini sinora espletate sono stati eseguiti diversi decreti di perquisizione con l'acquisizione di tutta la documentazione richiesta, prodotta spontaneamente dalla società. In seguito, la Procura della Repubblica ha notificato informativa di garanzia in qualità di soggetti indagati nei confronti del soggetto Datore di Lavoro e Gestore del Deposito di Calenzano e di altri Responsabili e operatori di aree tecniche operative legate alle attività del deposito nonché di due dipendenti di un fornitore, per le ipotesi di reato di concorso in omicidio colposo plurimo, concorso in lesioni personali colpose plurime e concorso in disastro innominato colposo, oltre che nei confronti di Eni SpA ai sensi del D. Lgs. 231/01. Contestualmente, la Procura della Repubblica ha richiesto al Giudice per le indagini preliminari un incidente probatorio per l'espletamento di una perizia. La società sta raccogliendo tutte le richieste risarcitorie rispetto ad ogni danno materiale e non materiale verificatosi, ai fini di una loro liquidazione a prescindere da ogni profilo di merito della vicenda. È stato accantonato un fondo rischi che accoglie la stima preliminare dei danni conseguenti all'evento. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

## 1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza, ambiente e antitrust di natura civile o amministrativa

i) **Repubblica del Kazakhstan/Eni SpA, Agip Karachaganak BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un arbitrato internazionale nei confronti del consorzio di compagnie petrolifere internazionali che gestisce il campo di Karachaganak, ai sensi del Final Production Sharing Agreement che governa le attività di progetto (quota Eni nella JV pari al 29,25%). La Repubblica avanza contestazioni relative al cost recovery delle compagnie nel periodo 2010-2020 e ha formalmente avviato i procedimenti nel marzo 2023 con la nomina dell'arbitro. Nell'aprile 2024, la Repubblica ha presentato il proprio statement of claim ed il procedimento è ora in corso. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo affidabile l'esito del procedimento.

ii) **Repubblica del Kazakhstan/Agip Caspian Sea BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un ulteriore arbitrato internazionale, ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement "NCSPSA" nei confronti del Contractor (quota Eni nel consorzio 16,67%). I Claim avanzati dalla Repubblica si riferiscono ad asserite violazioni del NCSPSA, incluse eccezioni di cost recovery ed il mancato perseguimento delle opportunità di sviluppo. Il procedimento è in corso; Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito del procedimento.

iii) **Procedimento amministrativo Novamont.** Nel 2024 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) ha avviato un procedimento nei confronti di Novamont SpA, dandone comunicazione alla controllante Eni SpA, per asserito abuso di posizione dominante nel mercato delle bioplastiche. Nel mese di febbraio 2025 AGCM ha inviato alla Società la comunicazione delle risultanze istruttorie. Alla data di deposito del bilancio, è in corso l'analisi delle risultanze istruttorie ai fini delle successive fasi procedimentali. La Società ritiene di avere validi elementi di difesa a sostegno della correttezza del proprio operato.

iv) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da parte del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), a presentare dei progetti per la rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta della sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica. Nel settembre 2020 Eni Rewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il MATTM e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida e, quindi, atto non idoneo a incidere in via immediata e diretta nella sfera giuridica dei ricorrenti. Il TAR non ha preso posizione sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi ad evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente. Per tale ragione le società del gruppo Eni il 27 giugno 2024 hanno impugnato le sentenze del TAR limitatamente ad una interpretazione delle stesse quali confermative della sussistenza di un giudicato sulla responsabilità della contaminazione.

v) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso 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 accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007 per un totale di 30 casi, 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 sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti 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. Nel maggio 2018 è stata emessa 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 argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello. In relazione al primo appello promosso contro la prima sentenza di merito del Tribunale civile di Gela, la Corte d'appello di Caltanissetta ha rigettato l'appello proposto e accolto l'appello proposto in via incidentale dalle società del Gruppo Eni, concernente la regolamentazione delle spese di lite afferenti al giudizio di primo grado e la denunciata erroneità della compensazione ivi operata non ricorrendone i presupposti di legge. La controparte ha proposto ricorso per Cassazione. Nel 2024 il Tribunale civile di Gela ha emesso altre due sentenze con le quali sono state rigettate integralmente le richieste risarcitorie degli attori. La Corte d'Appello ha confermato il rigetto delle richieste risarcitorie e l'insussistenza del nesso causale tra le patologie e il presunto inquinamento di origine industriale.

vi) **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. 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 risarcimento dei danni. 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. Il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 10 luglio 2026.

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. 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). 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, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind 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. La Provincia di Vicenza ha esteso l'individuazione del responsabile dell'inquinamento anche a Manifatture Lane Marzotto & Figli SpA che ha impugnato il relativo provvedimento avanti al TAR Veneto. Tale atto è stato altresì impugnato da ICI3 e Eni Rewind nella parte in cui, diversamente da quanto disposto dalla Provincia nei confronti delle altre società identificate come responsabili dell'inquinamento, non ordina a Manifatture Lane Marzotto & Figli di eseguire gli interventi ambientali. Con sentenze

di maggio 2024 il TAR Veneto si è pronunciato sui ricorsi promossi da ICI3 e Mitsubishi riguardanti il provvedimento di individuazione del responsabile dell'inquinamento. Il giudice amministrativo ha rigettato i ricorsi ritenendo legittimi gli atti della Provincia. Analogamente, con sentenza del 27 dicembre 2024, il TAR Veneto ha rigettato anche il ricorso di Eni Rewind confermando il provvedimento di identificazione adottato dalla Provincia come responsabile dell'inquinamento. La società sta valutando l'impugnazione della sentenza in appello. Sono in corso interlocuzioni tra le società coinvolte per verificare la possibilità di un accordo riguardante i costi della bonifica del sito.

viii) **Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico.** Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. Le parti si sono costituite in giudizio, depositando tempestivamente atti e documenti. Il 10 giugno 2024 gli attori hanno promosso un separato giudizio di regolamento di giurisdizione, rimettendo alla Corte di Cassazione Civile la decisione definitiva in ordine alla giurisdizione del Tribunale di Roma, adito nel giudizio di merito. Il Tribunale di Roma in data 11 luglio 2024 ha disposto la sospensione del giudizio di merito fino alla definizione del regolamento di giurisdizione proposto dagli attori. Eni si è costituita tempestivamente in giudizio davanti alla Corte di Cassazione. Il procedimento è in corso.

ix) **Eni SpA – NAOC/Associazione Egbema Voice of Freedom – Richiesta risarcimento danni.** Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni SpA un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa €48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allagamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione ad hoc conclusosi con un accordo tra le parti. La prima udienza, si è tenuta il 10 dicembre 2024. All'udienza il giudice ha espletato senza successo il tentativo di conciliazione e successivamente ciascuna parte ha richiamato quanto dedotto negli atti ed Eni ha chiesto che la causa venga messa in decisione senza ulteriore attività istruttoria. Il Giudice si è riservato.

x) **Eni Rewind SpA/Regione Calabria - Provincia e Comune di Crotone - WWF Italia - ARCI e altri (ricorso TAR Catanzaro).** Il decreto direttoriale del MASE del 1 agosto 2024 n. 27 ha disposto l'avvio degli scavi per l'esecuzione della bonifica del SIN di Crotone al verificarsi di alcune condizioni e ha ordinato alla Regione Calabria di avviare il procedimento di rimozione del vincolo dal PAUR (che ha autorizzato la realizzazione degli impianti D15 - deposito preliminare e D9). La Regione Calabria, la Provincia di Crotone e il Comune di Crotone nonché le associazioni WWF e ARCI hanno impugnato il decreto con istanza cautelare avanti al TAR Catanzaro. Il vincolo imposto dalla Regione nel PAUR obbliga Eni Rewind a smaltire i rifiuti fuori dal territorio regionale; varie verifiche svolte dalla società e confermate dagli enti pubblici hanno confermato che l'unico impianto autorizzato in grado di accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica è a Crotone. Tale conclusione è stata sostanzialmente confermata anche dallo scouting presso operatori esteri (previsto dal decreto del MASE) da cui è emerso che solo 2 soggetti (sui quasi 30 contattati) sono disponibili ad accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica del SIN di Crotone, in un quadro di incertezze normative, amministrative, temporali e logistiche non compatibile con il cronoprogramma della bonifica. La resistenza della Regione a rimuovere il vincolo ha finora impedito di avviare gli scavi per lo smaltimento dei rifiuti presenti nel sito. Il WWF e ARCI hanno altresì impugnato la diffida con cui il Ministero (del 24 settembre 2024) ha imposto a Eni Rewind – in seguito a una serie di comunicazioni inviate dalla società con le quali si diffidava la Regione ad avviare il procedimento di rimozione del vincolo PAUR come previsto dal decreto – di avviare le attività utilizzando il deposito preliminare D15 come deposito temporaneo. La società ha eseguito tutte le attività prodromiche all'avvio degli scavi dando attuazione alle prescrizioni (i.e. condizioni) del Decreto. Gli enti hanno diffidato (a gennaio 2025) Eni Rewind e la società che gestisce la discarica di Crotone dal sottoscrivere il contratto di conferimento dei rifiuti e, per l'effetto, le attività di scavo non sono state avviate. Avverso tali diffide Eni Rewind (e Edison) hanno proposto ricorso al TAR Calabria, che ha richiesto al Ministero una relazione sul procedimento ambientale e ha fissato la trattazione del merito al 18 giugno 2025 congiuntamente ai ricorsi contro le diffide proposti da Eni Rewind.

## 2. PROCEDIMENTI CHIUSI

i) **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. 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. 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. All'esito del primo grado di giudizio, in data 12 marzo 2024 il Tribunale ha emesso sentenza di assoluzione delle persone fisiche imputate e di Eni SpA ai sensi del D.lgs. 231/2001. La sentenza di assoluzione non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.

ii) **Eni SpA Eni Oil & Gas Inc – 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 riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. In data 25 aprile 2023, la Corte Suprema ha assegnato i sei contenziosi promossi dalle autorità governative alle corti statali della California. In data 14 dicembre 2023, l'associazione di pescatori, non essendo riuscita a ottenere il rinvio alla corte statale, ha rinunciato volontariamente alla causa. In data 27 agosto 2024, dopo la riunione dinnanzi alla Corte di San Franscisco dei restanti contenziosi pendenti, nell'ambito della fase di valutazione della personal jurisdiction (volta a verificare l'effettiva sussistenza di giurisdizione della corte competente rispetto ai i convenuti), entrambe Eni SpA ed EOG sono state escluse definitivamente dai relativi procedimenti, avendo accettato la proposta delle parti attrici di concludere transattivamente la causa, senza alcuna ammissione di responsabilità da parte di Eni e senza alcuna possibilità di ripensamento in capo alle parti attrici, impegnandosi a pagare le sole spese processuali di modeste entità.

iii) **OPL 245 Nigeria.** In relazione alla stipula tra Eni, il Governo della Repubblica Federale della Nigeria "FGN" e un'altra compagnia petrolifera internazionale del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 relativo alla "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245, erano stati aperti diversi filoni d'indagine da parte delle autorità giudiziarie di Italia, UK e Nigeria aventi a oggetto presunti illeciti nell'assegnazione del blocco, compreso il reato di corruzione internazionale. Le indagini erano a carico di alcuni top manager di Eni e dell'Ente medesimo ai sensi del D.lgs. 231/01. Eni, anche sulla base delle risultanze delle verifiche interne effettuate da uno studio legale statunitense indipendente incaricato da Collegio Sindacale e Organismo di Vigilanza, riteneva infondate le accuse. Anche il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha condotto proprie indagini ai sensi della normativa anti-corruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento nel 2019 senza addebiti. La magistratura UK ha rinunciato all'azione per mancanza di competenza giurisdizionale. Il procedimento in Italia condotto dalla Procura di Milano, che aveva chiesto il rinvio a giudizio dei manager Eni coinvolti e dell'Ente, si è risolto in maniera totalmente favorevole per Eni, conclusosi con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Il giudizio di appello, promosso dai Pubblici Ministeri del primo grado e dal governo federale della Nigeria "FGN" in qualità di parte civile, si è concluso nel corso del 2022 confermando la sentenza di assoluzione primo grado che pertanto è diventata definitiva. Infine, "FGN" che nel 2023 aveva promosso ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello di Milano, chiedendone l'annullamento con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuizioni civili, rinunciava all'adire alla Cassazione, come si evince dalla lettera a firma dell'Attorney General trasmessa dopo due udienze a Londra dell'arbitrato ICSID. Tale arbitrato era stato promosso da Eni dopo la sentenza di assoluzione per tutelare l'investimento, chiedendo la conversione forzata in licenza estrattiva (OML) di quella esplorativa (OPL 245) oltre a 700 milioni di dollari di danno per il mero ritardo (oltre alla riserva per eventuali danni). 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. Nel corso del procedimento sono stati ascoltati diversi

testimoni convocati principalmente sulla richiesta della "Economic and Financial Crimes Commission" ("EFCC"). Alla luce della debolezza delle evidenze prodotte dall'EFCC, le parti convenute hanno presentato alla corte una richiesta di dichiarazione di non luogo a procedere alla quale l'EFCC non si è opposta per la parte relativa alle accuse mosse verso NAE, SNEPCO e il Ministro della Giustizia.

iv) **EniMed SpA – Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto flussante.** Il procedimento penale origina da un'indagine della GdF di Ragusa che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di flussante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato. A seguito di tali fatti, la medesima GdF ha avviato una verifica sulle modalità di contabilizzazione del flussante da parte della Società nel periodo 2018-2020 all'esito della quale sono state contestate alla Società ipotesi di irregolarità nella gestione del gasolio flussante con ipotizzate sottrazioni di imposte indirette (accise ed IVA) pari a circa €50 milioni. La Procura competente (Gela) dal canto suo ha promosso a carico dell'ex AD di EniMed (per gli anni 2018-2020) un procedimento per ipotesi di reato di cui all'art. 40 Testo Unico delle Accise. Il procedimento penale è stato esteso ad altri due dipendenti di EniMed sempre per la stessa ipotesi di reato. Nell'ambito dello stesso procedimento i soggetti terzi sono a giudizio per furto di flussante, ipotesi che invece vede EniMed identificata quale persona offesa. Nel corso delle indagini il PM ha chiesto il sequestro preventivo di €34.135.328 (corrispondenti alla accisa asseritamente non pagata). Tale richiesta è stata ritenuta infondata dal GIP escludendo che il reato di sottrazione al pagamento delle accise fosse ascrivibile a titolo di dolo all'AD della Società, che anzi è stata vittima di furti ad opera di soggetti terzi. L'udienza preliminare è iniziata il 28 maggio 2024, Enimed si è costituita parte civile per i capi di imputazione relativi al danno conseguenza dei furti subiti e degli altri reati contestati ai soggetti terzi. Alcune difese degli imputati terzi hanno sollevato questione di competenza territoriale con riferimento ai capi di imputazione di ricettazione e favoreggiamento personale ed il Giudice le ha accolte, disponendo la separazione delle posizioni e la trasmissione degli atti ai Tribunali individuati come competenti. All'udienza del 1 ottobre 2024, il Giudice per l'udienza preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non costituisce reato nei confronti delle persone Enimed. Il Pubblico Ministero non ha proposto impugnazione, pertanto la sentenza è diventata irrevocabile.

v) **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, risultavano 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. In esito all'udienza del 17 dicembre 2024, il GUP presso il Tribunale di Taranto ha pronunciato sentenza di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati ai sensi dell'art. 425 c.p.p. comma 1 perché il fatto non sussiste.

vi) **Eni SpA - Eni Rewind SpA - Priolo - Cause civili malformazioni**. A febbraio 2022 Eni Rewind è stata citata innanzi al Tribunale di Siracusa per risarcimento danni (€800.000 per ciascuno degli attori) da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, espongono di essere nati con gravi malformazioni a causa di sversamenti di mercurio dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo. 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 gli anni di nascita 1972 e 1975. A seguito della costituzione di Edison SpA e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i due giudizi pendono attualmente in fase istruttoria. Il procedimento non è più significativo.

## Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Enilive. 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 Enilive alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in subconcessione 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 (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. In parallelo, è stato avviato l'Emissions Trading nel Regno Unito (UK ETS) con regole per lo più analoghe a quelle del EU ETS. 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 2024, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,7 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni, con consegna nel 2025.

# 29 Ricavi

## RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Refining e Chimica | Enilive | Plenitude | Corporate e Altre attività | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **38.875** | **15.061** | **5.881** | **18.670** | **10.124** | **186** | **88.797** |
| **Ricavi per prodotti e servizi venduti:** | | | | | | | |
| Ricavi per: | | | | | | | |
| - Vendita di greggi | 28.151 | | | | | | 28.151 |
| - Vendita di prodotti petroliferi | 4.058 | | 1.518 | 18.165 | | | 23.741 |
| - Vendita di gas naturale e GNL | 6.039 | 12.480 | 2 | | 3.620 | | 22.141 |
| - Vendita di prodotti petrolchimici | 253 | | 3.667 | | | | 3.920 |
| - Vendita di energia elettrica | | 2.244 | 1 | | 4.073 | | 6.318 |
| - Vendita di altri prodotti | 40 | 16 | 326 | 62 | 67 | 7 | 518 |
| - Servizi | 334 | 321 | 367 | 443 | 2.364 | 179 | 4.008 |
| | **38.875** | **15.061** | **5.881** | **18.670** | **10.124** | **186** | **88.797** |
| **Tempistiche di trasferimento beni/servizi:** | | | | | | | |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 38.557 | 14.963 | 5.844 | 18.670 | 10.124 | 61 | 88.219 |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale | 318 | 98 | 37 | | | 125 | 578 |
| **2023** | | | | | | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **37.961** | **19.468** | **6.188** | **18.877** | **11.040** | **183** | **93.717** |
| **Ricavi per prodotti e servizi venduti:** | | | | | | | |
| Ricavi per: | | | | | | | |
| - Vendita di greggi | 25.685 | | | | | | 25.685 |
| - Vendita di prodotti petroliferi | 5.219 | | 1.847 | 18.442 | | | 25.508 |
| - Vendita di gas naturale e GNL | 5.881 | 16.638 | | | 4.431 | | 26.950 |
| - Vendita di prodotti petrolchimici | 766 | | 3.619 | | | | 4.385 |
| - Vendita di energia elettrica | | 2.420 | | | 4.832 | | 7.252 |
| - Vendita di altri prodotti | 44 | 38 | 305 | 28 | 91 | 3 | 509 |
| - Servizi | 366 | 372 | 417 | 407 | 1.686 | 180 | 3.428 |
| | **37.961** | **19.468** | **6.188** | **18.877** | **11.040** | **183** | **93.717** |
| **Tempistiche di trasferimento beni/servizi:** | | | | | | | |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 37.626 | 19.383 | 6.147 | 18.645 | 11.040 | 64 | 92.905 |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale | 335 | 85 | 41 | 232 | | 119 | 812 |
| **2022** | | | | | | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **38.729** | **47.544** | **8.413** | **24.225** | **13.412** | **189** | **132.512** |
| **Ricavi per prodotti e servizi venduti:** | | | | | | | |
| Ricavi per: | | | | | | | |
| - Vendita greggi | 26.277 | | | | | | 26.277 |
| - Vendita prodotti petroliferi | 5.084 | | 1.916 | 23.770 | | | 30.770 |
| - Vendita gas naturale e GNL | 6.173 | 40.838 | | | 5.573 | | 52.584 |
| - Vendita prodotti petrolchimici | 817 | | 5.424 | | | 3 | 6.244 |
| - Vendita di energia elettrica | | 6.122 | | | 6.326 | | 12.448 |
| - Vendita altri prodotti | 68 | 11 | 359 | 52 | 212 | 2 | 704 |
| - Servizi | 310 | 573 | 714 | 403 | 1.301 | 184 | 3.485 |
| | **38.729** | **47.544** | **8.413** | **24.225** | **13.412** | **189** | **132.512** |
| **Tempistiche di trasferimento beni/servizi:** | | | | | | | |
| Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento | 38.417 | 47.361 | 8.331 | 23.982 | 13.285 | 65 | 131.441 |
| Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale | 312 | 183 | 82 | 243 | 127 | 124 | 1.071 |

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio | 87 | 642 | 157 |
| Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti | 7 | 1.087 | 1 |

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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda | 48 | 27 | 48 |
| Altri proventi | 2.369 | 1.072 | 1.127 |
| | **2.417** | **1.099** | **1.175** |

Gli altri proventi comprendono: (i) €1.048 milioni relativi all'accordo con un operatore italiano sulla ripartizione degli oneri ambientali, che riconosce a Eni un rimborso di costi pregressi e dei costi futuri già stanziati nei fondi ambientali; (ii) €194 milioni (€121 milioni e €204 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022) 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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 54.204 | 58.170 | 85.139 |
| Costi per servizi | 12.217 | 11.512 | 10.303 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 1.512 | 1.432 | 2.301 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 1.397 | 1.369 | 2.985 |
| Altri oneri | 2.073 | 1.746 | 2.069 |
| | **71.403** | **74.229** | **102.797** |
| a dedurre: | | | |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (227) | (367) | (246) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (62) | (26) | (22) |
| | **71.114** | **73.836** | **102.529** |

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici che ammontano a €186 milioni (€205 milioni e €220 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).
I costi di ricerca e sviluppo e miglioramento tecnologico privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €178 milioni (€166 milioni e €164 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €1.122 milioni (€1.138 milioni e €1.570 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano: (i) l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €848 milioni (accantonamento netto di €559 milioni e di €1.700 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022); (ii) l'accantonamento netto al fondo abbandono e ripristino siti e social project di €300 milioni (accantonamento netto di €305 milioni e di €376 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022), di cui €250 milioni per la dismissione di asset oil & gas esauriti in cui l'ammortamento UOP è cessato; (iii) l'accantonamento netto del fondo rischi per contenziosi di €40 milioni (rilasci netti di €87 milioni e accantonamenti netti di €501 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri.
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci 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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Salari e stipendi | 2.665 | 2.427 | 2.311 |
| Oneri sociali | 527 | 497 | 465 |
| Oneri per programmi a benefici ai dipendenti | 96 | 156 | 174 |
| Altri costi | 123 | 196 | 194 |
| | **3.411** | **3.276** | **3.144** |
| a dedurre: | | | |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (139) | (131) | (120) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (10) | (9) | (9) |
| | **3.262** | **3.136** | **3.015** |

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €66 milioni (€56 milioni e €78 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022) e oneri per programmi a contributi definiti per €104 milioni (€102 milioni e €103 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).

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:

| | 2024 | | 2023 | | 2022 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (numero) | Controllate | Joint operation | Controllate | Joint operation | Controllate | Joint operation |
| Dirigenti | 933 | 19 | 944 | 19 | 957 | 19 |
| Quadri | 9.257 | 90 | 9.157 | 84 | 9.084 | 80 |
| Impiegati | 16.086 | 431 | 15.810 | 420 | 15.517 | 420 |
| Operai | 5.719 | 282 | 5.937 | 294 | 6.074 | 288 |
| | **31.995** | **822** | **31.848** | **817** | **31.632** | **807** |

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio.

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

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2024.

L'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, che prevedono l'attribuzione fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025.

I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) 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 ai beneficiari di azioni Eni a titolo gratuito 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.

Le caratteristiche di vesting dei Piani di remunerazione basati su azioni sono simili e sono collegate al raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla Società in termini di risultati finanziari, apprezzamento delle azioni come benchmark rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni, in una percentuale rispettivamente del 40%, 25% e 35%, per il più recente piano di remunerazione azionaria. In passato, il vesting delle azioni includeva anche determinati obiettivi industriali. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili 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% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per: (i) 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022; (ii) 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2024, n. 1.889.808 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,39 euro per azione; (ii) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 euro per azione; (iii) 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.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€14,428 e €13,416 a seconda della grant date per l'attribuzione 2024; €15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (la cui incidenza media annuale rispetto al valore del titolo Eni alla data di attribuzione risulta pari a 7,3% e 7,9% per l'attribuzione 2024, 6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022, considerando la volatilità del titolo (23,7% e 21,8% per l'attribuzione 2024; 28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022), 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 (c.d. 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 €23 milioni (€20 milioni e €18 milioni rispettivamente nel 2023 e 2022) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## PIANO DI AZIONARIATO DIFFUSO

L'Assemblea degli Azionisti nella seduta del 15 maggio 2024 ha approvato il Piano di Azionariato Diffuso con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda del personale Eni e promuovere la partecipazione alla crescita del valore aziendale, in linea con gli interessi degli azionisti. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali nel periodo 2024-2026 destinate ai dipendenti di Eni e delle sue società controllate.

Per l'anno 2024, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (circa 22 mila) che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3 anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up).

Alla grant date (27 novembre 2024) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni nel 2024 n. 3.102.700 azioni.

Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value delle azioni alla data di assegnazione. La rilevazione del costo avverrà pro rata temporis lungo il triennio di riferimento.

I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati come componente del costo lavoro in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €1 milione.

## COMPENSI SPETTANTI AL 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 (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Salari e stipendi | 39 | 35 | 37 |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 4 | 3 | 3 |
| Altri benefici a lungo termine | 23 | 19 | 17 |
| Indennità per cessazione del rapporto di lavoro | | | 9 |
| | **66** | **57** | **66** |

### COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €12,9 milioni, €13,9 milioni e €11,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2024, 2023 e 2022. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,5 milioni, €0,6 milioni e €0,6 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2024, 2023 e 2022. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma 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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Proventi (oneri) finanziari** | | | |
| Proventi finanziari | 7.715 | 7.417 | 8.450 |
| Oneri finanziari | (8.980) | (8.113) | (9.333) |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico | 388 | 284 | (55) |
| Strumenti finanziari derivati | 278 | (61) | 13 |
| | **(599)** | **(473)** | **(925)** |

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** | | | |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (827) | (667) | (507) |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | 367 | 250 | (53) |
| - Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 21 | 34 | (2) |
| - Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (358) | (207) | (128) |
| - Interessi passivi su passività per beni in leasing | (314) | (267) | (315) |
| - Interessi attivi verso banche | 294 | 356 | 57 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 161 | 14 | 9 |
| | **(656)** | **(487)** | **(939)** |
| **Differenze attive (passive) di cambio** | **(38)** | **255** | **238** |
| **Strumenti finanziari derivati** | **278** | **(61)** | **13** |
| **Altri proventi (oneri) finanziari** | | | |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 44 | 153 | 128 |
| - Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 222 | 94 | 38 |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)] | (261) | (341) | (199) |
| - Altri proventi (oneri) finanziari | (188) | (86) | (204) |
| | **(183)** | **(180)** | **(237)** |
| | **(599)** | **(473)** | **(925)** |

(a) 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 degli incrementi e decrementi per effetto del risultato 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) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Dividendi | 227 | 255 | 351 |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita | 562 | 430 | 483 |
| Altri proventi (oneri) netti | 195 | 423 | 2.789 |
| | **984** | **1.108** | **3.623** |

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €166 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €22 milioni (rispettivamente €179 milioni e €55 milioni nel 2023 e €247 milioni e €77 milioni nel 2022).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €371 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 100% del capitale della Nigerian Agip Oil Co Ltd alla società Oando Plc e per €166 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 10% del capitale della Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali e comprende il realizzo di effetti rilevati ad utile complessivo per €9 milioni.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €118 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination Ithaca Energy Plc.

Le plusvalenze da vendite del 2023 si riferivano alla cessione a Snam del 49,9% del capitale della joint venture SeaCorridor Srl e gli altri proventi netti comprendevano la plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta dell'entità.

Le plusvalenze da vendite del 2022 si riferivano alla cessione mediante operazioni di mercato di una partecipazione in Vår Energi ASA.

Gli altri proventi netti del 2022 si riferivano 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 comprendevano il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

## 33 Imposte sul reddito

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Imposte correnti:** | | | |
| -imprese italiane | (255) | 97 | 1.920 |
| -imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 4.946 | 5.349 | 7.027 |
| -altre imprese estere | 22 | 185 | 944 |
| | **4.713** | **5.631** | **9.891** |
| **Imposte differite e anticipate nette:** | | | |
| -imprese italiane | (1.433) | (137) | (2.191) |
| -imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 294 | (22) | 713 |
| -altre imprese estere | 151 | (104) | (325) |
| | **(988)** | **(263)** | **(1.803)** |
| | **3.725** | **5.368** | **8.088** |

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale netto relativo all'utilizzo delle riserve in sospensione d'imposta per €397 milioni di proventi e imposte estere per €116 milioni. Le imposte sul reddito delle imprese estere comprendono il rilascio di un fondo stanziato a fronte di incertezze applicative di norme fiscali per €170 milioni.

Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 (€1.036 milioni) introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022 nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito. Il totale delle imposte sul reddito 2022 comprendeva il contributivo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

Nel 2023, con D. Lgs 209/2023 in attuazione della Direttiva UE 2022/2523, l'Italia ha promulgato le Pillar Two Model Rules, in vigore dal 1 gennaio 2024. Le regole del Pillar Two hanno l'obiettivo di assicurare che le grandi imprese multinazionali (che rispettino certi parametri) assolvano un livello minimo di imposizione sul reddito in ciascuna giurisdizione in cui operano. L'impatto delle Pillar Two rules sulle imposte correnti sul reddito per il 2024 è stato poco significativo. Eni ha applicato l'esenzione, prevista dagli emendamenti allo IAS 12, dal dover rilevare le attività e passività fiscali differite relative alle imposte sul reddito del Pillar Two e darne informativa in bilancio.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2023 e nel 2022) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

| (€ milioni) | **2024** | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) ante imposte** | **6.489** | **10.228** | **22.049** |
| Aliquota fiscale teorica (Ires) (%) | 24,0 | 24,0 | 24,0 |
| **Imposte teoriche** | **1.557** | **2.455** | **5.292** |
| Variazioni in aumento (diminuzione): | | | |
| - effetto maggiore tassazione delle imprese estere | 3.452 | 3.036 | 3.388 |
| - effetto tassazione distribuzione riserve | 147 | 106 | 47 |
| - effetto imposte estere di società italiane | 108 | 14 | 66 |
| - effetto tassazione dividendi infragruppo | 82 | 7 | 11 |
| - effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti | 6 | 48 | (19) |
| - effetto Irap delle società italiane | (15) | 91 | (18) |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (30) | (26) | 50 |
| - effetto plusvalenze da cessione/conferimento | (38) | (96) | (241) |
| - effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate | (1.470) | (221) | (2.087) |
| - effetto contributi solidaristici straordinari per le imprese italiane del settore energetico | | | 1.971 |
| - altre motivazioni | (74) | (46) | (372) |
| | **2.168** | **2.913** | **2.796** |
| **Imposte effettive** | **3.725** | **5.368** | **8.088** |

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.403 milioni (rispettivamente, €3.026 milioni e €2.940 milioni nel 2023 e 2022).

Il tax rate effettivo del 2024 è pari al 57,4% (rispettivamente, 52,5% e 36,7% per il 2023 e 2022). L'aumento del tax rate nel 2024 è dovuto alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte consolidato dei risultati ottenuti nelle giurisdizioni estere di E&P con tax rate più elevati della media di Gruppo.

## 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 2024 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2020-2022 e 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e del prestito obbligazionario convertibile, 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:

| | | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| **Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice** | | **3.167.006.396** | **3.303.766.512** | **3.483.633.816** |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario | | 6.369.161 | 6.352.583 | 6.319.989 |
| Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile | | 56.975.836 | 17.014.702 | |
| **Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito** | | **3.230.351.393** | **3.327.133.797** | **3.489.953.805** |
| | | | | |
| **Utile (perdita) netto di competenza Eni** | (€ milioni) | **2.624** | **4.771** | **13.887** |
| Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale | (€ milioni) | (132) | (109) | (109) |
| **Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice** | (€ milioni) | **2.492** | **4.662** | **13.778** |
| Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale | (€ milioni) | 31 | 9 | |
| **Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito** | (€ milioni) | **2.523** | **4.671** | **13.778** |
| | | | | |
| Utile (perdita) per azione semplice | (ammontari in € per azione) | 0,79 | 1,41 | 3,96 |
| Utile (perdita) per azione diluito | (ammontari in € per azione) | 0,78 | 1,40 | 3,95 |

## 35 Informazione per settore di attività e per area geografica

### INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

Con efficacia 1° ottobre 2024 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni per una migliore esecuzione della strategia di crescita e di trasformazione del Gruppo con la costituzione di tre raggruppamenti di settori operativi:

- "Chief Transition & Financial Officer" con l'obiettivo di valorizzare le attività relative alla transizione e di coordinarne i piani di sviluppo e di integrazione commerciale;
- "Global Natural Resources" con l'obiettivo di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore Oil & Gas attraverso l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve, la commercializzazione di gas/GNL equity e di terzi e la gestione attiva del portafoglio, integrando le attività di trading e di generazione di energia da impianti termoelettrici;
- "Industrial Transformation" con l'obiettivo di completare la ristrutturazione e la riconversione dei business downstream oil e della chimica.

Per quanto riguarda le informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, 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 a un livello di minore aggregazione rispetto ai raggruppamenti descritti. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, i reportable segment di Eni al 31 dicembre 2024 sono stati definiti considerando i settori operativi che confluiscono nei tre raggruppamenti, come segue:

- **Exploration & Production**: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply per le attività di raffinazione e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power**: attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL equity e di terzi. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas. Questo reportable segment comprende i risultati del business Power relativo all'attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici, che presenta ritorni economici simili considerata la comunanza delle dinamiche industriali relative alla domanda di gas e di energia elettrica. Comprende le attività di trading di certifi-

cati di emissione di $CO_2$ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

- **Refining e Chimica**: attività di lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining" e attività di produzione di prodotti chimici da ciclo petrolifero, svolte dalla controllata Versalis e le società figlie, che sono state aggregate in un unico reportable segment, poiché presentano ritorni economici simili, esposizione a comuni dinamiche di mercato e comunanze nella struttura dei processi industriali. Versalis è attiva nella produzione di bioplastiche tramite la controllata Novamont e nella chimica del compounding.
- **Enilive**: gestisce le attività di produzione di biocarburanti da materie prime rinnovabili e la commercializzazione al dettaglio di carburanti tradizionali e bio, nonché di prodotti e servizi rivolti all'automobilista nell'ottica della mobilità sostenibile. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti.
- **Plenitude**: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica).
- **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. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business e conservazione delle foreste (REDD+), in fase di sviluppo.

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.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo. Le principali variazioni rispetto al 2023 hanno riguardato l'allocazione del trading petrolifero con la E&P (in precedenza nel segmento operativo "Refining") e dell'attività di generazione termoelettrica con il segmento operativo GGP (in precedenza nell'aggregato Plenitude e Power). Enilive è oggetto di esposizione separata dall'aggregato Refining & Chimica.

Di seguito le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO "riesposte" per l'esercizio 2023 e per l'esercizio 2022.

Informazioni pubblicate nel 2023:

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio | Enilive, Refining e Chimica | Plenitude & Power | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 23.903 | 20.139 | 52.558 | 14.256 | 1.972 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (13.060) | (3.229) | (393) | (658) | (1.771) | | |
| Ricavi da terzi | 10.843 | 16.910 | 52.165 | 13.598 | 201 | | **93.717** |
| Risultato operativo | 8.549 | 2.431 | (1.397) | (464) | (943) | 81 | **8.257** |
| Attività direttamente attribuibili[(a)] | 62.180 | 6.381 | 15.530 | 13.999 | 1.952 | (378) | **99.664** |
| Passività direttamente attribuibili[(a)] | 18.020 | 5.997 | 10.200 | 6.076 | 4.629 | (56) | **44.866** |
| **2022** | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 31.194 | 48.586 | 59.178 | 20.883 | 1.886 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (18.305) | (7.356) | (708) | (1.157) | (1.689) | | |
| Ricavi da terzi | 12.889 | 41.230 | 58.470 | 19.726 | 197 | | **132.512** |
| Risultato operativo | 15.963 | 3.730 | 460 | (825) | (1.956) | 138 | **17.510** |
| Attività direttamente attribuibili[(a)] | 60.298 | 12.282 | 14.925 | 11.987 | 1.666 | (472) | **100.686** |
| Passività direttamente attribuibili[(a)] | 17.339 | 12.572 | 9.011 | 4.787 | 4.462 | (68) | **48.103** |

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Informazioni riesposte:

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Refining e Chimica | Enilive | Plenitude | **Totale settori di attività** | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 55.773 | 24.168 | 23.061 | 21.780 | 11.102 | **135.884** | | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (17.812) | (4.700) | (16.873) | (2.903) | (62) | **(42.350)** | | | |
| Ricavi da terzi | 37.961 | 19.468 | 6.188 | 18.877 | 11.040 | **93.534** | 183 | | **93.717** |
| Risultato operativo | 8.693 | 2.626 | (2.121) | 585 | (659) | **9.124** | (948) | 81 | **8.257** |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 64.504 | 7.688 | 7.186 | 6.081 | 12.692 | **98.151** | 1.891 | (378) | **99.664** |
| Passività direttamente attribuibili[a] | 21.461 | 6.637 | 3.910 | 2.900 | 5.436 | **40.344** | 4.578 | (56) | **44.866** |
| **2022** | | | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 61.834 | 58.119 | 26.633 | 26.479 | 13.497 | **186.562** | | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (23.105) | (10.575) | (18.220) | (2.254) | (85) | **(54.239)** | | | |
| Ricavi da terzi | 38.729 | 47.544 | 8.413 | 24.225 | 13.412 | **132.323** | 189 | | **132.512** |
| Risultato operativo | 16.158 | 4.231 | (606) | 876 | (1.326) | **19.333** | (1.961) | 138 | **17.510** |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 62.522 | 13.813 | 8.064 | 4.690 | 10.456 | **99.545** | 1.613 | (472) | **100.686** |
| Passività direttamente attribuibili[a] | 20.431 | 13.537 | 3.714 | 2.253 | 3.822 | **43.757** | 4.414 | (68) | **48.103** |

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Refining e Chimica | Enilive | Plenitude | **Totale settori di attività** | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 54.440 | 18.876 | 21.210 | 21.139 | 10.179 | **125.844** | | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (15.565) | (3.815) | (15.329) | (2.469) | (55) | **(37.233)** | | | |
| Ricavi da terzi | 38.875 | 15.061 | 5.881 | 18.670 | 10.124 | **88.611** | 186 | | **88.797** |
| Risultato operativo | 6.715 | (909) | (1.681) | 282 | 1.307 | **5.714** | (371) | (105) | **5.238** |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | (282) | (11) | (478) | (48) | (81) | **(900)** | (484) | (13) | **(1.397)** |
| Ammortamenti | (6.353) | (267) | (161) | (284) | (424) | **(7.489)** | (144) | 33 | **(7.600)** |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (2.385) | (195) | (458) | (117) | (1) | **(3.156)** | (51) | | **(3.207)** |
| Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 182 | 94 | 3 | | 5 | **284** | 23 | | **307** |
| Radiazioni | (576) | | | | (3) | **(579)** | (1) | | **(580)** |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 904 | 44 | 73 | (43) | (47) | **931** | (65) | | **866** |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 67.572 | 7.421 | 7.228 | 5.893 | 13.588 | **101.702** | 2.712 | (457) | **103.957** |
| Attività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **42.982** |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 8.348 | 488 | 2.621 | 899 | 1.019 | **13.375** | 775 | | **14.150** |
| Passività direttamente attribuibili[a] | 20.627 | 7.230 | 4.253 | 2.995 | 5.883 | **40.988** | 4.881 | (49) | **45.820** |
| Passività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **45.471** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 6.055 | 110 | 632 | 416 | 887 | **8.100** | 408 | (23) | **8.485** |

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.
(b)Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

| (€ milioni) | Exploration & Production | Global Gas & LNG Portfolio e Power | Refining e Chimica | Enilive | Plenitude | **Totale settori di attività** | Corporate e Altre attività | Rettifiche per utili interni | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 55.773 | 24.168 | 23.061 | 21.780 | 11.102 | **135.884** | | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (17.812) | (4.700) | (16.873) | (2.903) | (62) | **(42.350)** | | | |
| Ricavi da terzi | 37.961 | 19.468 | 6.188 | 18.877 | 11.040 | **93.534** | 183 | | **93.717** |
| Risultato operativo | 8.693 | 2.626 | (2.121) | 585 | (659) | **9.124** | (948) | 81 | **8.257** |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | (354) | (206) | (352) | (33) | (73) | **(1.018)** | (339) | (12) | **(1.369)** |
| Ammortamenti | (6.271) | (295) | (142) | (261) | (404) | **(7.373)** | (140) | 34 | **(7.479)** |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (1.419) | (14) | (732) | (38) | (7) | **(2.210)** | (52) | | **(2.262)** |
| Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 376 | 52 | 6 | | | **434** | 26 | | **460** |
| Radiazioni | (531) | | | | (5) | **(536)** | 1 | | **(535)** |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 1.012 | 49 | 381 | (38) | (55) | **1.349** | (13) | | **1.336** |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 64.504 | 7.688 | 7.186 | 6.081 | 12.692 | **98.151** | 1.891 | (378) | **99.664** |
| Attività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **42.942** |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 6.780 | 534 | 2.724 | 858 | 664 | **11.560** | 1.070 | | **12.630** |
| Passività direttamente attribuibili[a] | 21.461 | 6.637 | 3.910 | 2.900 | 5.436 | **40.344** | 4.578 | (56) | **44.866** |
| Passività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **44.096** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 7.135 | 119 | 556 | 428 | 636 | **8.874** | 360 | (19) | **9.215** |
| **2022** | | | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore | 61.834 | 58.119 | 26.633 | 26.479 | 13.497 | **186.562** | | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (23.105) | (10.575) | (18.220) | (2.254) | (85) | **(54.239)** | | | |
| Ricavi da terzi | 38.729 | 47.544 | 8.413 | 24.225 | 13.412 | **132.323** | 189 | | **132.512** |
| Risultato operativo | 16.158 | 4.231 | (606) | 876 | (1.326) | **19.333** | (1.961) | 138 | **17.510** |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | (160) | (395) | (658) | (439) | (12) | **(1.664)** | (1.340) | 19 | **(2.985)** |
| Ammortamenti | (6.130) | (268) | (150) | (245) | (307) | **(7.100)** | (138) | 33 | **(7.205)** |
| Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (613) | (114) | (709) | (43) | (17) | **(1.496)** | (71) | | **(1.567)** |
| Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 181 | 180 | 35 | | | **396** | 31 | | **427** |
| Radiazioni | (596) | (1) | (2) | | | **(599)** | | | **(599)** |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 1.530 | 4 | 445 | 1 | (20) | **1.960** | (119) | | **1.841** |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 62.522 | 13.813 | 8.064 | 4.690 | 10.456 | **99.545** | 1.613 | (472) | **100.686** |
| Attività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **51.444** |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 7.318 | 4 | 3.062 | 22 | 660 | **11.066** | 1.026 | | **12.092** |
| Passività direttamente attribuibili[a] | 20.431 | 13.537 | 3.714 | 2.253 | 3.822 | **43.757** | 4.414 | (68) | **48.103** |
| Passività non direttamente attribuibili[b] | | | | | | | | | **48.797** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 6.252 | 173 | 605 | 273 | 481 | **7.784** | 276 | (4) | **8.056** |

(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** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 29.787 | 7.704 | 4.709 | 6.470 | 21.232 | 32.624 | 1.431 | **103.957** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 2.009 | 673 | 308 | 556 | 1.519 | 3.276 | 144 | **8.485** |
| **2023** | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 30.026 | 6.962 | 5.124 | 7.658 | 17.855 | 30.928 | 1.111 | **99.664** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 2.006 | 485 | 235 | 609 | 1.471 | 4.105 | 304 | **9.215** |
| **2022** | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili[a] | 29.195 | 7.689 | 6.564 | 8.892 | 18.653 | 28.167 | 1.526 | **100.686** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 1.475 | 415 | 205 | 1.266 | 1.390 | 3.163 | 142 | **8.056** |

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

| (€ milioni) | **2024** | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Italia | 30.994 | 33.450 | 60.090 |
| Resto dell'Unione Europea | 15.975 | 18.271 | 25.413 |
| Resto dell'Europa | 16.493 | 18.476 | 21.748 |
| Americhe | 7.908 | 7.004 | 6.929 |
| Asia | 9.114 | 7.404 | 9.062 |
| Africa | 8.285 | 9.057 | 9.191 |
| Altre aree | 28 | 55 | 79 |
| | **88.797** | **93.717** | **132.512** |

## 36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

a) 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 controllate escluse dall'area di consolidamento;
b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
c) 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;
d) 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 2024" che si considera parte integrante delle presenti note.

## RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti e altre attività | 31.12.2024 Debiti e altre passività | 31.12.2024 Garanzie | 2024 Ricavi | 2024 Costi | 2024 Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| Agiba Petroleum Co | 4 | 126 | | | 256 | |
| Cardón IV SA | 1 | 77 | | 4 | (2) | |
| Coral FLNG SA | 12 | | 1.411 | 15 | (3) | |
| Gruppo Azule | 59 | 399 | 3.343 | 76 | 2.290 | |
| Gruppo Saipem | 41 | 186 | 9 | 52 | 1.253 | |
| Gruppo SeaCorridor | 105 | 27 | | 1 | 242 | |
| Gruppo Vårgrønn | 1 | | 886 | | | |
| Ithaca Energy Plc | 188 | 76 | | | 366 | (138) |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 31 | 292 | | | 1.198 | |
| Lotte Versalis Elastomers Co Ltd | 6 | 14 | | 3 | 51 | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 56 | 52 | | 11 | 523 | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 26 | 2 | | 31 | 53 | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | 23 | 509 | | | 562 | |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 12 | 491 | | 16 | 11 | |
| Société Centrale Electrique du Congo SA | 97 | | | 104 | | |
| Vår Energi ASA | 30 | 828 | 1.918 | 48 | 5.047 | (57) |
| Altre [(a)] | 37 | 71 | 120 | 74 | 187 | |
| | **729** | **3.150** | **7.687** | **435** | **12.034** | **(195)** |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Eni BTC Ltd | | | 195 | | | |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 161 | 3 | | 10 | | |
| Altre | 16 | 7 | 11 | 27 | 18 | |
| | **177** | **10** | **206** | **37** | **18** | |
| | **906** | **3.160** | **7.893** | **472** | **12.052** | **(195)** |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| Gruppo Cassa Depositi e Prestiti | 3 | 25 | | | 65 | |
| Gruppo Enel | 33 | 153 | | 46 | 798 | (28) |
| Gruppo Italgas | 1 | 186 | | 5 | 612 | |
| Gruppo Snam | 196 | 436 | | 219 | 1.342 | |
| Gruppo Terna | 104 | 116 | | 386 | 350 | 10 |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 201 | 110 | | 1.805 | 1.548 | 414 |
| ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA | 13 | | | 238 | | |
| Altre[(a)] | 23 | 66 | | 71 | | |
| | **574** | **1.092** | | **2.770** | **4.715** | **396** |
| **Altri soggetti correlati** | **1** | **3** | | **2** | **37** | |
| **Groupement Sonatrach - Eni «GSE»** | **316** | **316** | | **32** | **599** | |
| **Totale** | **1.797** | **4.571** | **7.893** | **3.276** | **17.403** | **201** |

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e altre attività | 31.12.2023 Debiti e altre passività | 31.12.2023 Garanzie | 2023 Ricavi | 2023 Costi | 2023 Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| Agiba Petroleum Co | 1 | 194 | | | 308 | |
| Cardón IV SA | 24 | 142 | | 4 | 1 | |
| Coral FLNG SA | 4 | | 1.327 | 6 | | |
| Gruppo Azule | 113 | 475 | 3.156 | 86 | 2.146 | |
| Gruppo Saipem | 5 | 235 | 9 | 6 | 768 | |
| Gruppo SeaCorridor | 29 | 29 | | 1 | 357 | |
| Gruppo Vårgrønn | | | 1.321 | | | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 17 | 250 | | | 1.183 | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 49 | 20 | | 16 | 517 | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | 58 | 885 | | | 870 | |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 11 | 473 | | 19 | 12 | |
| Société Centrale Electrique du Congo SA | 74 | | | 79 | | |
| Vår Energi ASA | 51 | 764 | 2.013 | 58 | 4.487 | (165) |
| Altre[a] | 62 | 73 | 19 | 83 | 203 | |
| | **498** | **3.540** | **7.845** | **358** | **10.852** | **(165)** |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Eni BTC Ltd | | | 183 | | | |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 152 | 4 | 1 | 12 | | |
| Altre | 13 | 10 | 12 | 13 | 30 | |
| | **165** | **14** | **196** | **25** | **30** | |
| | **663** | **3.554** | **8.041** | **383** | **10.882** | **(165)** |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| Gruppo Cassa Depositi e Prestiti | 5 | 33 | | 2 | 69 | |
| Gruppo Enel | 95 | 168 | | 93 | 497 | (109) |
| Gruppo Italgas | 1 | 149 | | 8 | (20) | |
| Gruppo Snam | 245 | 352 | | 1.157 | 1.625 | |
| Gruppo Terna | 85 | 61 | | 400 | 317 | 8 |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 230 | 219 | | 2.104 | 1.875 | 283 |
| ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA | 5 | | | 238 | | |
| Altre[a] | 11 | 68 | | 52 | 38 | |
| | **677** | **1.050** | | **4.054** | **4.401** | **182** |
| **Altri soggetti correlati** | **1** | **2** | | **1** | **36** | |
| **Groupement Sonatrach - Eni «GSE»** | **222** | **212** | | **40** | **569** | |
| **Totale** | **1.563** | **4.818** | **8.041** | **4.478** | **15.888** | **17** |

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2022 Crediti e altre attività | 31.12.2022 Debiti e altre passività | 31.12.2022 Garanzie | 2022 Ricavi | 2022 Costi | 2022 Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| 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[(a)] | 127 | 76 | 9 | 167 | 338 | |
| | **706** | **3.004** | **8.301** | **417** | **8.869** | **(597)** |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Eni BTC Ltd | | | 190 | | | |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 139 | 4 | 1 | 15 | | |
| Altre | 8 | 10 | 11 | 7 | 15 | |
| | **147** | **14** | **202** | **22** | **15** | |
| | **853** | **3.018** | **8.503** | **439** | **8.884** | **(597)** |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| 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 | |
| | **1.762** | **763** | | **10.555** | **6.007** | **3.903** |
| **Altri soggetti correlati** | | **2** | | **1** | **39** | |
| **Groupement Sonatrach - Eni «GSE»** | **179** | **114** | | **33** | **417** | |
| **Totale** | **2.794** | **3.897** | **8.503** | **11.028** | **15.347** | **3.306** |

(a) Per rapporti di importo 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;
- il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV;
- 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;
- la fornitura di servizi specialistici, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO verso il gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- il credito nell'ambito della business combination realizzata nel corso dell'esercizio e l'acquisto di greggi e condensati dal gruppo Ithaca Energy Plc;
- l'acquisto di elastomeri da Lotte Versalis Elastomers Co Ltd;
- l'acquisto di condensati e la fornitura di servizi specialistici upstream verso la Mozambique Rovuma Venture SpA;
- 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'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e 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 Decreto Legislativo 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 €26 milioni e debiti per contributi da versare per €2 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni - FISDE per €5 milioni e debiti per contributi da versare per €1 milione;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €2 milioni.

## RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti | 31.12.2024 Debiti | 31.12.2024 Garanzie | 2024 Proventi Finanziari e strumenti derivati | 2024 Oneri Finanziari | 2024 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| Coral FLNG SA | 522 | | | 24 | | |
| Coral South FLNG DMCC | | | 1.539 | | (1) | |
| Gruppo Saipem | | 222 | | 1 | | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 1.769 | 58 | | 132 | 11 | |
| Pengerang Biorefinery Sdn Bhd | 60 | | | | | |
| Altre | 37 | 39 | 2 | 38 | 41 | |
| | **2.388** | **319** | **1.541** | **195** | **51** | |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Altre | 40 | 36 | | 2 | 2 | |
| | **40** | **36** | | **2** | **2** | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| Gruppo Cassa Depositi e Prestiti | | 53 | | | | |
| Altre | | 7 | | 1 | 4 | (12) |
| | | **60** | | **1** | **4** | **(12)** |
| **Altri soggetti correlati** | | **4** | | | | |
| **Totale** | **2.428** | **419** | **1.541** | **198** | **57** | **(12)** |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2023 Debiti | 31.12.2023 Garanzie | 2023 Proventi Finanziari e strumenti derivati | 2023 Oneri Finanziari | 2023 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| Coral FLNG SA | 453 | | | 15 | | |
| Coral South FLNG DMCC | | | 1.448 | | | |
| Gruppo Saipem | | 56 | | | 8 | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 1.339 | 170 | | 101 | | |
| Altre | 49 | 13 | 1 | 39 | 14 | 1 |
| | **1.841** | **239** | **1.449** | **155** | **22** | **1** |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Altre | 7 | 38 | | 1 | 1 | |
| | **7** | **38** | | **1** | **1** | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| Gruppo Cassa Depositi e Prestiti | | 56 | | | 2 | |
| Gruppo Snam | | | | | | 443 |
| Altre | 14 | 2 | | | 3 | 1 |
| | **14** | **58** | | | **5** | **444** |
| **Totale** | **1.862** | **335** | **1.449** | **156** | **28** | **445** |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2022 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2022 Debiti | 31.12.2022 Garanzie | 2022 Proventi Finanziari e strumenti derivati | 2022 Oneri Finanziari | 2022 Plusvalenze da cessione |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture e imprese collegate** | | | | | | |
| 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[(a)] | 96 | 28 | 2 | 91 | 10 | |
| | **1.639** | **185** | **1.501** | **156** | **159** | |
| **Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento** | | | | | | |
| Altre | 8 | 31 | | 5 | 4 | |
| | **8** | **31** | | **5** | **4** | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | |
| Gruppo Enel | | 176 | | | | |
| Gruppo Italgas | | | | | | 30 |
| Altre | 10 | 40 | | 1 | 1 | |
| | **10** | **216** | | **1** | **1** | **30** |
| **Totale** | **1.657** | **432** | **1.501** | **162** | **164** | **30** |

(a) 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:

- 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;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- l'utilizzo della linea di credito concessa alla Pengerang Biorefinery Sdn Bhd per la costruzione della bioraffineria in Malesia.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

## 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:

| | 31.12.2024 | | | 31.12.2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Disponibilità liquide e equivalenti | 8.183 | | | 10.193 | 3 | 0,03 |
| Altre attività finanziarie correnti | 1.085 | 48 | 4,42 | 896 | 19 | 2,12 |
| Crediti commerciali e altri crediti | 16.901 | 1.601 | 9,47 | 16.551 | 1.363 | 8,24 |
| Altre attività correnti | 3.662 | 54 | 1,47 | 5.637 | 32 | 0,57 |
| Altre attività finanziarie non correnti | 3.215 | 2.380 | 74,03 | 2.301 | 1.840 | 79,97 |
| Altre attività non correnti | 4.011 | 142 | 3,54 | 3.393 | 168 | 4,95 |
| Passività finanziarie a breve termine | 4.238 | 136 | 3,21 | 4.092 | 222 | 5,43 |
| Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine | 4.582 | 21 | 0,46 | 2.921 | 21 | 0,72 |
| Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | 1.279 | 152 | 11,88 | 1.128 | 21 | 1,86 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 22.092 | 4.017 | 18,18 | 20.654 | 4.245 | 20,55 |
| Altre passività correnti | 5.049 | 34 | 0,67 | 5.579 | 62 | 1,11 |
| Passività finanziarie a lungo termine | 21.570 | 79 | 0,37 | 21.716 | 65 | 0,30 |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | 5.174 | 31 | 0,60 | 4.208 | 6 | 0,14 |
| Altre passività non correnti | 4.449 | 520 | 11,69 | 4.096 | 511 | 12,48 |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| | 2024 | | | 2023 | | | 2022 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica | 88.797 | 2.997 | 3,38 | 93.717 | 4.322 | 4,61 | 132.512 | 10.872 | 8,20 |
| Altri ricavi e proventi | 2.417 | 279 | 11,54 | 1.099 | 156 | 14,19 | 1.175 | 156 | 13,28 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (71.114) | (17.404) | 24,47 | (73.836) | (15.885) | 21,51 | (102.529) | (15.327) | 14,95 |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti | (168) | (2) | 1,19 | (249) | 5 | .. | 47 | (2) | .. |
| Costo lavoro | (3.262) | 3 | .. | (3.136) | (8) | 0,26 | (3.015) | (18) | 0,60 |
| Altri proventi (oneri) operativi | (352) | 201 | .. | 478 | 17 | 3,56 | (1.736) | 3.306 | .. |
| Proventi finanziari | 7.715 | 198 | 2,57 | 7.417 | 155 | 2,09 | 8.450 | 160 | 1,89 |
| Oneri finanziari | (8.980) | (57) | 0,63 | (8.113) | (28) | 0,35 | (9.333) | (164) | 1,76 |
| Strumenti finanziari derivati | 278 | | | (61) | 1 | .. | 13 | 2 | 15,38 |
| Altri proventi (oneri) su partecipazioni | 984 | (12) | .. | 1.108 | 445 | 40,16 | 3.623 | 30 | 0,83 |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 | 2022 |
|---|---|---|---|
| Ricavi e proventi | 3.276 | 4.478 | 11.028 |
| Costi e oneri | (15.056) | (13.539) | (13.749) |
| Altri proventi (oneri) operativi | 201 | 17 | 3.306 |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | (61) | 1.916 | (431) |
| Interessi | 132 | 117 | 69 |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | **(11.508)** | **(7.011)** | **223** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | (2.347) | (2.349) | (1.596) |
| Disinvestimenti in partecipazioni | | 440 | 165 |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | (292) | 504 | 1.480 |
| Variazione crediti finanziari | (501) | (290) | (81) |
| **Flusso di cassa netto da attività di investimento** | **(3.140)** | **(1.695)** | **(32)** |
| Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing | (20) | (162) | (88) |
| **Flusso di cassa netto da attività di finanziamento** | **(20)** | **(162)** | **(88)** |
| Variazione disponibilità liquide e equivalenti | (3) | (7) | 8 |
| **Totale flussi finanziari verso entità correlate** | **(14.671)** | **(8.875)** | **111** |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| | 2024 | | | 2023 | | | 2022 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | **13.092** | (11.508) | .. | **15.119** | (7.011) | .. | **17.460** | 223 | 1,28 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | **(9.817)** | (3.140) | 31,99 | **(9.365)** | (1.695) | 18,10 | **(7.018)** | (32) | 0,46 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | **(5.380)** | (20) | 0,37 | **(5.668)** | (162) | 2,86 | **(8.542)** | (88) | 1,03 |

## 37 Altre informazioni sulle partecipazioni[26]

### 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 Plenitude posseduto da Eni al 92,42% e al gruppo EniPower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare.

| | Gruppo Plenitude | Gruppo EniPower | |
|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2024 | 2024 | 2023 |
| **Non controlling interest (%)** | **7,58** | **49,00** | **49,00** |
| Attività correnti | 4.571 | 695 | 374 |
| Attività non correnti | 11.185 | 934 | 868 |
| Passività correnti | 4.626 | 709 | 389 |
| Passività non correnti | 5.156 | 31 | 46 |
| | | | |
| Ricavi | 10.179 | 962 | 1.251 |
| Utile netto dell'esercizio | 803 | 167 | 169 |
| Totale utile complessivo dell'esercizio | 821 | 167 | 169 |
| | | | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | 916 | 178 | 198 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (1.389) | (92) | (126) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (85) | (18) | (3) |
| Flusso di cassa netto dell'esercizio | (23) | (9) | (31) |
| Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti | 54 | 85 | 86 |
| Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti | 5 | 41 | 36 |

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2024 è di €2.863 milioni (€460 milioni al 31 dicembre 2023) e comprende l'obbligazione subordinata perpetua di Eni Marine Services SpA di €1.924 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 - Patrimonio netto - Interessenze di terzi.

(26) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2024 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2024 è stato ceduto il 7,58% del capitale della controllata Eni Plenitude SpA con un incasso di €588 milioni.

Nel 2023 è stata acquistata la totalità delle interessenze di terzi (29,48%) della società Evolvere SpA (ora Plenitude Energy Services SpA) per un corrispettivo di €60 milioni.

## PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2024

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Settore di attività | % interessenza partecipativa | % diritti di voto |
|---|---|---|---|---|---|
| **Joint venture** | | | | | |
| 2023 Sol IX Llc | Wilmington (USA) | USA | Plenitude | 73,59 | 73,59 |
| Azule Energy Holdings Ltd | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | Exploration & Production | 50,00 | 50,00 |
| Cardón IV SA | Caracas (Venezuela) | Venezuela | Exploration & Production | 50,00 | 50,00 |
| E&E Algeria Touat BV | L'Aja (Paesi Bassi) | Algeria | Exploration & Production | 54,00 | 54,00 |
| GreenIT SpA | San Donato Milanese (MI) (Italia) | Italia | Plenitude | 51,00 | 51,00 |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | San Donato Milanese (MI) (Italia) | Mozambico | Exploration & Production | 35,71 | 35,71 |
| Saipem SpA | Milano (Italia) | Italia | Corporate e società finanziarie | 21,19 | 21,61 |
| SeaCorridor Srl | San Donato Milanese (MI) (Italia) | Italia | Global Gas & LNG Portfolio | 50,10 | 50,10 |
| St. Bernard Renewables Llc | Wilmington (USA) | USA | Enilive | 50,00 | 50,00 |
| Vårgrønn AS | Stavanger (Norvegia) | Norvegia | Plenitude | 65,00 | 65,00 |
| **Joint operation** | | | | | |
| Damietta LNG (DLNG) SAE | Damietta (Egitto) | Egitto | Global Gas & LNG Portfolio | 50,00 | 50,00 |
| GreenStream BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | Global Gas & LNG Portfolio | 50,00 | 50,00 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | Milazzo (ME) (Italia) | Italia | Refining | 50,00 | 50,00 |
| **Collegate** | | | | | |
| ADNOC Global Trading Ltd | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | Refining | 20,00 | 20,00 |
| Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer) | Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) | Emirati Arabi Uniti | Refining | 20,00 | 20,00 |
| Coral FLNG SA | Maputo (Mozambico) | Mozambico | Exploration & Production | 25,00 | 25,00 |
| Ithaca Energy Plc | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | Exploration & Production | 37,17 | 37,17 |
| QatarEnergy LNG NFE (5) | Doha (Qatar) | Qatar | Exploration & Production | 25,00 | 25,00 |
| Vår Energi ASA | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | Exploration & Production | 63,04 | 63,04 |

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

| | 2024 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Azule Energy Holdings Ltd | St. Bernard Renewables Llc | E&E Algeria Touat BV | Saipem SpA | SeaCorridor Srl |
| Attività correnti | 3.181 | 313 | 130 | 9.675 | 134 |
| *- di cui disponibilità liquide ed equivalenti* | *549* | *72* | *55* | *2.158* | *89* |
| Attività non correnti | 20.542 | 1.615 | 1.497 | 4.844 | 975 |
| **Totale attività** | **23.723** | **1.928** | **1.627** | **14.519** | **1.109** |
| Passività correnti | 3.505 | 99 | 54 | 8.564 | 126 |
| *- di cui passività finanziarie correnti* | *1.182* | | | *796* | |
| Passività non correnti | 9.796 | 217 | 376 | 3.431 | 15 |
| *- di cui passività finanziarie non correnti* | *3.297* | *215* | | *2.220* | *1* |
| **Totale passività** | **13.301** | **316** | **430** | **11.995** | **141** |
| **Net equity** | **10.422** | **1.612** | **1.197** | **2.524** | **968** |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 50,00 | 50,00 | 54,00 | 21,61 | 50,10 |
| **Valore di iscrizione della partecipazione** | **5.211** | **806** | **646** | **528** | **485** |
| | | | | | |
| Ricavi e altri proventi | 4.961 | 1.220 | 290 | 14.552 | 332 |
| Costi operativi | (1.261) | (1.134) | (98) | (13.224) | (45) |
| Altri proventi (oneri) operativi | | (93) | | 1 | |
| Ammortamenti e svalutazioni | (1.479) | (72) | (105) | (723) | (44) |
| **Risultato operativo** | **2.221** | **(79)** | **87** | **606** | **243** |
| Proventi (oneri) finanziari | (474) | (11) | | (85) | 6 |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | 208 | | | (25) | 29 |
| **Risultato ante imposte** | **1.955** | **(90)** | **87** | **496** | **278** |
| Imposte sul reddito | (751) | | (13) | (190) | (189) |
| **Risultato netto** | **1.204** | **(90)** | **74** | **306** | **89** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | 572 | 99 | 72 | (124) | 11 |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **1.776** | **9** | **146** | **182** | **100** |
| **Utile (perdita) di competenza del Gruppo** | **602** | **(45)** | **40** | **75** | **45** |
| | | | | | |
| **Dividendi percepiti dalla joint venture** | **427** | | | | **95** |

| (€ milioni) | 2023 Azule Energy Holdings Ltd | St. Bernard Renewables Llc | Saipem SpA | SeaCorridor Srl |
|---|---|---|---|---|
| Attività correnti | 3.554 | 317 | 8.104 | 165 |
| *- di cui disponibilità liquide ed equivalenti* | *546* | *65* | *2.136* | *104* |
| Attività non correnti | 19.976 | 1.594 | 4.737 | 964 |
| **Totale attività** | **23.530** | **1.911** | **12.841** | **1.129** |
| Passività correnti | 2.360 | 134 | 6.857 | 55 |
| *- di cui passività finanziarie correnti* | | | *97* | |
| Passività non correnti | 11.670 | 119 | 3.588 | 16 |
| *- di cui passività finanziarie non correnti* | *4.239* | *119* | *2.599* | *1* |
| **Totale passività** | **14.030** | **253** | **10.445** | **71** |
| **Net equity** | **9.500** | **1.658** | **2.396** | **1.058** |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 50,00 | 50,00 | 31,20 | 50,10 |
| **Valore di iscrizione della partecipazione** | **4.750** | **829** | **722** | **530** |
| | | | | |
| Ricavi e altri proventi | 5.125 | 591 | 11.898 | 456 |
| Costi operativi | (814) | (598) | (10.967) | (42) |
| Altri proventi (oneri) operativi | | (45) | (5) | |
| Ammortamenti e svalutazioni | (2.560) | (28) | (489) | (43) |
| **Risultato operativo** | **1.751** | **(80)** | **437** | **371** |
| Proventi (oneri) finanziari | (373) | (4) | (167) | (3) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | 332 | | 60 | 33 |
| **Risultato ante imposte** | **1.710** | **(84)** | **330** | **401** |
| Imposte sul reddito | (404) | | (145) | (303) |
| **Risultato netto** | **1.306** | **(84)** | **185** | **98** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | (295) | (22) | 59 | (8) |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **1.011** | **(106)** | **244** | **90** |
| **Utile (perdita) di competenza del Gruppo** | **653** | **(42)** | **56** | **49** |
| | | | | |
| **Dividendi percepiti dalla joint venture** | **829** | | | **95** |

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

| (€ milioni) | 2024 2023 Sol IX Llc | GreenIT SpA | Mozambique Rovuma Venture SpA | Cardón IV SA | Vårgrønn AS |
|---|---|---|---|---|---|
| **Risultato netto** | **1** | **4** | **47** | **(18)** | **(57)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | 8 | (2) | 64 | 47 | 26 |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **9** | **2** | **111** | **29** | **(31)** |

| (€ milioni) | 2023 Mozambique Rovuma Venture SpA | Cardón IV SA | Vårgrønn AS |
|---|---|---|---|
| **Risultato netto** | **131** | **(28)** | **(77)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | (35) | (30) | (39) |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **96** | **(58)** | **(116)** |

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

| | 2024 | | | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) | Vår Energi ASA | Ithaca Energy Plc | QatarEnergy LNG NFE (5) |
| Attività correnti | 6.719 | 1.249 | 946 | |
| *- di cui disponibilità liquide ed equivalenti* | *47* | *268* | *170* | |
| Attività non correnti | 18.130 | 19.760 | 6.100 | 2.658 |
| **Totale attività** | **24.849** | **21.009** | **7.046** | **2.658** |
| Passività correnti | 3.835 | 1.724 | 1.320 | 60 |
| *- di cui passività finanziarie correnti* | | *68* | *31* | |
| Passività non correnti | 9.640 | 19.285 | 3.775 | 67 |
| *- di cui passività finanziarie non correnti* | *6.543* | *5.795* | *994* | |
| **Totale passività** | **13.475** | **21.009** | **5.095** | **127** |
| **Net equity** | **11.374** | | **1.951** | **2.531** |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 20,00 | 63,04 | 37,17 | 25,00 |
| **Valore di iscrizione della partecipazione** | **2.275** | | **725** | **633** |
| | | | | |
| Ricavi e altri proventi | 12.879 | 6.884 | 703 | |
| Costi operativi | (11.985) | (1.375) | (134) | (6) |
| Altri proventi (oneri) operativi | (386) | | | |
| Ammortamenti e svalutazioni | (338) | (1.884) | (367) | |
| **Risultato operativo** | **170** | **3.625** | **202** | **(6)** |
| Proventi (oneri) finanziari | (332) | (455) | (66) | 1 |
| **Risultato ante imposte** | **(162)** | **3.170** | **136** | **(5)** |
| Imposte sul reddito | | (2.759) | (118) | 1 |
| **Risultato netto** | **(162)** | **411** | **18** | **(4)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | 708 | (125) | 100 | 138 |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **546** | **286** | **118** | **134** |
| **Utile (perdita) di competenza del Gruppo** | **(32)** | **259** | **7** | **(1)** |
| | | | | |
| **Dividendi percepiti dalla collegata** | **269** | **627** | **69** | |

| (€ milioni) | 2023 Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) | Vår Energi ASA | QatarEnergy LNG NFE (5) |
|---|---|---|---|
| Attività correnti | 3.506 | 1.502 | |
| *- di cui disponibilità liquide ed equivalenti* | *196* | *665* | |
| Attività non correnti | 17.036 | 15.784 | 1.884 |
| **Totale attività** | **20.542** | **17.286** | **1.884** |
| Passività correnti | 648 | 1.843 | 83 |
| *- di cui passività finanziarie correnti* | | | |
| Passività non correnti | 7.722 | 14.734 | 44 |
| *- di cui passività finanziarie non correnti* | *4.972* | *3.586* | |
| **Totale passività** | **8.370** | **16.577** | **127** |
| **Net equity** | **12.172** | **709** | **1.757** |
| Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo % | 20,00 | 63,04 | 25,00 |
| **Valore di iscrizione della partecipazione** | **2.434** | **447** | **439** |
| | | | |
| Ricavi e altri proventi | 29.259 | 6.335 | |
| Costi operativi | (26.459) | (1.242) | (18) |
| Altri proventi (oneri) operativi | (738) | | |
| Ammortamenti e svalutazioni | (426) | (1.840) | |
| **Risultato operativo** | **1.636** | **3.253** | **(18)** |
| Proventi (oneri) finanziari | (154) | (148) | 3 |
| **Risultato ante imposte** | **1.482** | **3.105** | **(15)** |
| Imposte sul reddito | | (2.541) | 4 |
| **Risultato netto** | **1.482** | **564** | **(11)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | (412) | (48) | (55) |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **1.070** | **516** | **(66)** |
| **Utile (perdita) di competenza del Gruppo** | **296** | **356** | **(3)** |
| | | | |
| **Dividendi percepiti dalla collegata** | **277** | **640** | |

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle società collegate rilevanti sono di seguito riportati:

| (€ milioni) | 2024 ADNOC Global Trading Ltd | Coral FLNG SA |
|---|---|---|
| **Risultato netto** | **563** | **(33)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | 48 | 57 |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **611** | **24** |

| (€ milioni) | 2023 ADNOC Global Trading Ltd | Coral FLNG SA |
|---|---|---|
| **Risultato netto** | **602** | **(161)** |
| Altre componenti dell'utile complessivo | (27) | (38) |
| **Totale utile (perdita) complessivo** | **575** | **(199)** |

## 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[27]. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore[28] di joint venture non incorporate[29], 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[30].

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 2024, 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.

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 (importi in euro) |
|---|---|
| Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) | 4.000.000 |
| Fondazione Teatro alla Scala | 3.221.088 |
| Eni Foundation | 2.771.800 |
| Fondazione Giorgio Cini | 500.000 |
| Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico | 437.050 |
| WeWorld GVC ONLUS | 350.000 |
| Fondazione Terre des Hommes Italia ETS | 270.000 |
| Fondazione Dynamo Camp ETS | 256.000 |
| EITI - Extractive Industries Transparency Initiative | 55.107 |
| Associazione Pionieri e Veterani Eni | 56.000 |
| Parrocchia di Santa Barbara – San Donato Milanese | 50.000 |
| FONDAZIONE COTEC - Fondazione per l'innovazione tecnologica | 50.000 |
| Amici della Terra Italia ONLUS | 50.000 |
| Aspen Institute Italia | 35.000 |
| E4IMPACT Foundation | 35.000 |
| Italiadecide | 35.000 |

(27) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.
(28) 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.
(29) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.
(30) 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 (importi in euro) |
|---|---|
| Alma Mater Studiorum | 30.000 |
| GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia | 28.200 |
| Voluntary Principles Association (VPA) | 25.038 |
| Casa Bethlem | 25.000 |
| Croce Rossa Italiana sezione di Macerata | 25.000 |
| Associazione Cilla Liguria ODV | 21.000 |
| Associazione Amici della Luiss Guido Carli | 20.000 |
| Centro Studi Americani | 20.000 |
| Parrocchia San Giovanni Evangelista - Gela | 14.786 |
| Harvard University | 11.221 |
| Parks – Liberi e Uguali | 10.000 |
| CasAmica ODV | 10.000 |
| Fondazione Talento all'opera | 10.000 |

## 39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2024, 2023 e 2022 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

## 40 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2024, 2023 e 2022 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

## 41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

A gennaio Eni ha emesso due bond ibridi per l'ammontare nominale complessivo di €1,5 miliardi per riacquistare un analogo bond prossimo alla reset date il cui ammontare outstanding alla data di bilancio era €1,5 miliardi. In esecuzione dell'offerta di riacquisto del bond outstanding, circa l'83% dei titoli in circolazione sono stati ceduti a Eni per l'ammontare di €1,25 miliardi.

Il 6 marzo 2025, Eni e il fondo di private equity KKR hanno completato l'operazione di investimento da parte di KKR con l'acquisto di un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Eni, Enilive, con un incasso di circa €2,97 miliardi.

In precedenza, a febbraio 2025, Eni e il fondo avevano definito un'operazione speculare alla prima per un ulteriore investimento del 5% di KKR in Enilive. Al perfezionamento di questa seconda transazione, il fondo avrà una partecipazione del 30%.

Il 19 marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm out a Vitol di un working interest del 25% posseduto da Eni nel progetto operato Congo FLNG (al closing Eni manterrà un working interest del 40%) e di un working interest del 30% posseduto da Eni nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio (al closing Eni manterrà un working interest del 47,25%) con un incasso previsto di 1,65 miliardi di dollari e data economica 1° gennaio 2024. Il closing delle due transazioni è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.

A fine marzo 2025, il Dipartimento di Stato Usa ha notificato a Eni che le autorizzazioni concesse in passato per il rimborso in natura attraverso carichi di greggio del gas equity prodotto e venduto in Venezuela all'ente di Stato PDVSA sono state revocate. Eni continua a mantenere in modo trasparente i contatti con le Autorità USA per identificare possibili soluzioni affinché le forniture di gas, non oggetto di sanzioni, possano essere remunerate da PDVSA.

# 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 and 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 | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 19.272 | 3.242 | 43.769 | 30.245 | 14.379 | 15.223 | 16.212 | 1.626 | 143.968 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 22 | 190 | 651 | 2.393 | | 2.259 | 887 | 209 | 6.611 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 339 | 29 | 2.012 | 837 | 138 | 14 | 26 | 13 | 3.408 |
| Immobilizzazioni in corso | 756 | 249 | 2.554 | 2.583 | 1.202 | 2.232 | 388 | 149 | 10.113 |
| **Costi capitalizzati lordi** | **20.389** | **3.710** | **48.986** | **36.058** | **15.719** | **19.728** | **17.513** | **1.997** | **164.100** |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (16.541) | (2.969) | (36.505) | (24.075) | (5.441) | (12.698) | (14.273) | (1.108) | (113.610) |
| **Costi capitalizzati netti società consolidate[(a)(b)]** | **3.848** | **741** | **12.481** | **11.983** | **10.278** | **7.030** | **3.240** | **889** | **50.490** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 12.751 | 645 | 10.137 | | 295 | 2.150 | | 25.978 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 1.178 | 149 | 88 | | | | | 1.415 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | 86 | 9 | 82 | | | 9 | | 186 |
| Immobilizzazioni in corso | | 4.989 | 22 | 2.246 | | 370 | 249 | | 7.876 |
| **Costi capitalizzati lordi** | | **19.004** | **825** | **12.553** | | **665** | **2.408** | | **35.455** |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (6.799) | (140) | (2.809) | | | (1.644) | | (11.392) |
| **Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[(a)(c)]** | | **12.205** | **685** | **9.744** | | **665** | **764** | | **24.063** |

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €830 milioni per le società consolidate e per €996 milioni per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite dal gruppo Neptune Energy.
(c) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite dal gruppo Neptune Energy e della società Ithaca Energy nel Regno Unito.

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 19.073 | 6.802 | 40.429 | 30.058 | 13.360 | 13.048 | 19.106 | 1.608 | 143.484 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 22 | 325 | 651 | 2.280 | 7 | 1.480 | 859 | 197 | 5.821 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 310 | 27 | 1.868 | 1.102 | 128 | 12 | 24 | 12 | 3.483 |
| Immobilizzazioni in corso | 1.006 | 354 | 2.146 | 2.510 | 1.062 | 1.834 | 511 | 83 | 9.506 |
| **Costi capitalizzati lordi** | **20.411** | **7.508** | **45.094** | **35.950** | **14.557** | **16.374** | **20.500** | **1.900** | **162.294** |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (16.515) | (6.390) | (32.559) | (24.796) | (4.578) | (10.853) | (16.042) | (1.060) | (112.793) |
| **Costi capitalizzati netti società consolidate[(a)(b)]** | **3.896** | **1.118** | **12.535** | **11.154** | **9.979** | **5.521** | **4.458** | **840** | **49.501** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 8.585 | 119 | 27.267 | | 278 | 2.030 | | 38.279 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 835 | | 69 | | | | | 904 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | 50 | 8 | 257 | | | 7 | | 322 |
| Immobilizzazioni in corso | | 3.790 | 9 | 1.823 | | 193 | 233 | | 6.048 |
| **Costi capitalizzati lordi** | | **13.260** | **136** | **29.416** | | **471** | **2.270** | | **45.553** |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (4.364) | (73) | (20.707) | | | (1.480) | | (26.624) |
| **Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[(a)]** | | **8.896** | **63** | **8.709** | | **471** | **790** | | **18.929** |

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €709 milioni per le società consolidate e per €658 milioni per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite da Chevron in Indonesia e da BP in Algeria.

# 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 | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | 47 | 53 | 98 | 139 | 57 | 128 | 124 | 2 | 648 |
| Costi di sviluppo[a] | 445 | 340 | 1.168 | 3.250 | 252 | 1.012 | 760 | 101 | 7.328 |
| **Totale costi sostenuti società consolidate** | **492** | **393** | **1.266** | **3.389** | **309** | **1.140** | **884** | **103** | **7.976** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | | 231 | | 90 | | | | | 321 |
| Costi di sviluppo[b] | | 1.850 | 15 | 1.191 | | 157 | (6) | | 3.207 |
| **Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate** | | **2.081** | **15** | **1.281** | | **157** | **(6)** | | **3.528** |
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | 12 | 55 | 328 | 189 | 9 | 277 | 138 | 1 | 1.009 |
| Costi di sviluppo[a] | 798 | 249 | 1.633 | 2.662 | 296 | 921 | 937 | 151 | 7.647 |
| **Totale costi sostenuti società consolidate** | **810** | **304** | **1.961** | **2.851** | **305** | **1.198** | **1.075** | **152** | **8.656** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | | 92 | | 46 | | | | | 138 |
| Costi di sviluppo[b] | | 1.703 | 4 | 731 | | 150 | 2 | | 2.590 |
| **Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate** | | **1.795** | **4** | **777** | | **150** | **2** | | **2.728** |
| **2022** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | 4 | | 51 | | | | 82 | | 137 |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | 2 | | 111 | 11 | | | | | 124 |
| Costi di ricerca | 12 | 101 | 247 | 295 | 4 | 253 | 26 | 1 | 939 |
| Costi di sviluppo[a] | 216 | (129) | 1.138 | 1.458 | 277 | 835 | 1.292 | 117 | 5.204 |
| **Totale costi sostenuti società consolidate** | **234** | **(28)** | **1.547** | **1.764** | **281** | **1.088** | **1.400** | **118** | **6.404** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | 291 | | | 291 |
| Costi di ricerca | | 73 | | 13 | | | | | 86 |
| Costi di sviluppo[b] | | 1.690 | (8) | 125 | | 49 | (9) | | 1.847 |
| **Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate** | | **1.763** | **(8)** | **138** | | **340** | **(9)** | | **2.224** |

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €73 milioni nel 2024, costi per €773 milioni nel 2023 e decrementi per €307 milioni nel 2022.
(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €42 milioni nel 2024, costi per €163 milioni nel 2023 e decrementi per €111 milioni nel 2022.

## 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 | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 1.256 | 524 | 1.590 | 1.984 | 1.747 | 3.171 | 1.364 | | 11.636 |
| - vendite a terzi | | 462 | 7.135 | 892 | 958 | 752 | 138 | 19 | 10.356 |
| **Totale ricavi** | **1.256** | **986** | **8.725** | **2.876** | **2.705** | **3.923** | **1.502** | **19** | **21.992** |
| Costi di produzione | (350) | (328) | (971) | (617) | (280) | (392) | (403) | (25) | (3.366) |
| Costi di trasporto | (4) | (86) | (65) | (8) | (175) | (8) | (15) | | (361) |
| Imposte sulla produzione | (139) | (1) | (299) | (276) | | (339) | (73) | | (1.127) |
| Costi di ricerca | (16) | (158) | (148) | (54) | (81) | (243) | (39) | (2) | (741) |
| Ammortamenti e svalutazioni[a] | (606) | (440) | (1.880) | (2.121) | (555) | (1.142) | (1.373) | (52) | (8.169) |
| Altri (oneri) proventi | (179) | (413) | (330) | (280) | (168) | (335) | (45) | (7) | (1.757) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | **(38)** | **(440)** | **5.032** | **(480)** | **1.446** | **1.464** | **(446)** | **(67)** | **6.471** |
| Imposte sul risultato | 73 | 134 | (3.150) | (347) | (507) | (1.283) | 39 | 23 | (5.018) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate** | **35** | **(306)** | **1.882** | **(827)** | **939** | **181** | **(407)** | **(44)** | **1.453** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | 3.330 | | 1.149 | | | | | 4.479 |
| - vendite a terzi | | 1.213 | 162 | 1.682 | | | 669 | | 3.726 |
| **Totale ricavi** | | **4.543** | **162** | **2.831** | | | **669** | | **8.205** |
| Costi di produzione | | (711) | (33) | (621) | | | (23) | | (1.388) |
| Costi di trasporto | | (151) | (15) | | | | (3) | | (169) |
| Imposte sulla produzione | | | (2) | (42) | | | (148) | | (192) |
| Costi di ricerca | | (119) | | (7) | | | | | (126) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | (1.150) | (62) | (864) | | | (66) | | (2.142) |
| Altri (oneri) proventi | | 37 | (26) | (127) | | (1) | (333) | | (450) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | | **2.449** | **24** | **1.170** | | **(1)** | **96** | | **3.738** |
| Imposte sul risultato | | (1.839) | (2) | (456) | | | (42) | | (2.339) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate** | | **610** | **22** | **714** | | **(1)** | **54** | | **1.399** |

(a) Include svalutazioni nette per €2.203 milioni.

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 1.475 | 862 | 1.477 | 1.745 | 1.845 | 2.970 | 1.661 | 1 | 12.036 |
| - vendite a terzi | | 18 | 7.936 | 903 | 897 | 532 | 135 | 51 | 10.472 |
| **Totale ricavi** | **1.475** | **880** | **9.413** | **2.648** | **2.742** | **3.502** | **1.796** | **52** | **22.508** |
| Costi di produzione | (348) | (202) | (952) | (656) | (267) | (304) | (469) | (25) | (3.223) |
| Costi di trasporto | (3) | (43) | (68) | (10) | (178) | (6) | (19) | | (327) |
| Imposte sulla produzione | (152) | | (300) | (294) | | (326) | (73) | | (1.145) |
| Costi di ricerca | (12) | (14) | (245) | (121) | (2) | (140) | (152) | (1) | (687) |
| Ammortamenti e svalutazioni[a] | (886) | (166) | (1.979) | (716) | (601) | (1.093) | (1.531) | (95) | (7.067) |
| Altri (oneri) proventi | (347) | (117) | (360) | (128) | (148) | (263) | (108) | (7) | (1.478) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | **(273)** | **338** | **5.509** | **723** | **1.546** | **1.370** | **(556)** | **(76)** | **8.581** |
| Imposte sul risultato | 169 | (292) | (3.368) | (391) | (503) | (1.150) | 369 | 19 | (5.147) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate** | **(104)** | **46** | **2.141** | **332** | **1.043** | **220** | **(187)** | **(57)** | **3.434** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | 2.911 | | 958 | | | | | 3.869 |
| - vendite a terzi | | 1.063 | 10 | 1.905 | | | 604 | | 3.582 |
| **Totale ricavi** | | **3.974** | **10** | **2.863** | | | **604** | | **7.451** |
| Costi di produzione | | (562) | (6) | (535) | | | (20) | | (1.123) |
| Costi di trasporto | | (102) | (1) | (26) | | | (3) | | (132) |
| Imposte sulla produzione | | | (2) | (54) | | | (126) | | (182) |
| Costi di ricerca | | (50) | | (37) | | | | | (87) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | (1.116) | (5) | (1.314) | | (1) | (68) | | (2.504) |
| Altri (oneri) proventi | | (78) | (1) | 24 | | (4) | (372) | | (431) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | | **2.066** | **(5)** | **921** | | **(5)** | **15** | | **2.992** |
| Imposte sul risultato | | (1.614) | 6 | (273) | | 1 | (56) | | (1.936) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate** | | **452** | **1** | **648** | | **(4)** | **(41)** | | **1.056** |

(a) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2022** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| 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 | 8.843 | 1.216 | 1.001 | 837 | 307 | 72 | 12.628 |
| **Totale ricavi** | **2.281** | **1.877** | **10.938** | **5.650** | **2.603** | **3.819** | **1.990** | **75** | **29.233** |
| Costi di produzione | (387) | (189) | (970) | (871) | (241) | (326) | (410) | (21) | (3.415) |
| Costi di trasporto | (3) | (42) | (55) | (29) | (147) | (3) | (16) | | (295) |
| Imposte sulla produzione | (286) | | (330) | (478) | | (421) | (63) | | (1.578) |
| Costi di ricerca | (11) | (25) | (268) | (150) | (6) | (123) | (21) | (1) | (605) |
| Ammortamenti e svalutazioni[a] | (449) | (158) | (1.995) | (1.488) | (434) | (727) | (707) | (90) | (6.048) |
| Altri (oneri) proventi | (1.987) | (98) | 1.577 | (196) | (127) | (292) | 2 | (4) | (1.125) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | **(842)** | **1.365** | **8.897** | **2.438** | **1.648** | **1.927** | **775** | **(41)** | **16.167** |
| Imposte sul risultato | 337 | (665) | (3.932) | (979) | (524) | (1.457) | (41) | 47 | (7.214) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate** | **(505)** | **700** | **4.965** | **1.459** | **1.124** | **470** | **734** | **6** | **8.953** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | 2.937 | | 572 | | | | | 3.509 |
| - vendite a terzi | | 3.039 | 14 | 1.327 | | | 533 | | 4.913 |
| **Totale ricavi** | | **5.976** | **14** | **1.899** | | | **533** | | **8.422** |
| 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) |
| **Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi** | | **4.049** | **(1)** | **725** | | **(13)** | **89** | | **4.849** |
| Imposte sul risultato | | (3.076) | 3 | (21) | | | (105) | | (3.199) |
| **Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate** | | **973** | **2** | **704** | | **(13)** | **(16)** | | **1.650** |

(a) Include svalutazioni nette per €279 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 2024 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 81 $/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[31] 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[32]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e da loro 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 misurazioni effettuate sui pozzi, le misure delle coordinate delle traiettorie dei pozzi, l'analisi delle proprietà PVT (pressione, volume e temperatura) dei fluidi di giacimento, 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.

I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in joint venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni[33].

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2024 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2024 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 40% delle riserve Eni al 31 dicembre 2024[34].

Nel triennio 2022-2024 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe.

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 57%, 55% e il 54% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2024, 2023 e 2022. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti sia per il 2024 che per gli anni 2023 e 2022.

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 l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2024, 2023 e 2022; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 67.395 milioni di metri cubi nel 2024 (66.192 milioni e 67.554 milioni rispettiva mente nel 2023 e 2022); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.

(31) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.
(32) Il report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2024".
(33) Nel 2024 Azule Energy e Vår Energi.
(34) Nel 2024 sono inclusi i volumi di Azule Energy, Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.

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 2024 ammontano a 2.787 milioni di boe, di cui 1.192 milioni di boe di liquidi e 1.595 milioni di boe di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.
Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.633 milioni di boe (di cui 775 milioni di boe di liquidi e 858 milioni di boe di gas naturale).
L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

| (milioni di boe) | |
|---|---|
| **Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023** | **2.419** |
| Promozioni | (128) |
| Nuove scoperte ed estensioni | 367 |
| Revisioni di precedenti stime | 107 |
| Miglioramenti da recupero assistito | 0 |
| Portfolio | 22 |
| **Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024** | **2.787** |

Nel 2024 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 368 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 29 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 397 milioni di boe).
Le principali variazioni sono riferite a:

i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-128 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a: Baleine in Costa d'Avorio, Azule Energy in Angola, Karachaganak in Kazakhstan e Cassiopea in Italia;
ii) nuove scoperte ed estensioni pari a 367 milioni di boe, di cui 51 milioni di boe di liquidi e 316 milioni di boe di gas, sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North (329 milioni di boe), sulla base della decisione finale d'investimento di Eni, dello stato di avanzamento e dell'impegno da parte della joint venture che opera il progetto, nonché della ragionevole aspettativa che le restanti approvazioni formali da parte delle autorità del governo del Mozambico saranno ottenute a breve. Lo sviluppo del progetto Coral North è regolato secondo i termini e le condizioni del PSC dell'Area 4 assegnato alla joint venture nel 2006. Inoltre, le nuove scoperte ed estensioni fanno riferimento anche alla decisione finale d'investimento e all'ottenimento di tutte le autorizzazioni per i progetti di Bonga North in Nigeria (23 milioni di boe) e Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (15 milioni di boe);
iii) revisioni di precedenti stime (107 milioni di boe), principalmente nei liquidi. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo negli Emirati Arabi Uniti (155 milioni di boe) principalmente nei campi di Hail & Ghasha e negli Stati Uniti (18 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Vår Energi (-58 milioni di boe) e in Libia (-29 milioni di boe);
iv) operazioni di portfolio (+22 milioni di boe), dall'effetto dell'acquisizione della società Neptune che ha portato nuovi asset in Norvegia, Indonesia e Regno Unito e dalla business combination con Ithaca Energy (cessione asset UK ad Ithaca Energy ed acquisizione quota del 37,17% su tutti gli asset in Ithaca Energy) e dalla cessione degli asset in Alaska, Nigeria e Congo.

## Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2023 | 211 | 27 | 523 | 334 | 637 | 485 | 213 | | 2.430 |
| *di cui: sviluppate* | *136* | *24* | *326* | *225* | *576* | *240* | *163* | | *1.690* |
| *non sviluppate* | *75* | *3* | *197* | *109* | *61* | *245* | *50* | | *740* |
| Acquisizioni | | 8 | | | | | | | 8 |
| Revisioni di precedenti stime | 12 | | | 22 | (6) | 105 | 52 | | 185 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | 1 | | 1 |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | 15 | | 22 | | | 37 |
| Produzione | (10) | (6) | (65) | (32) | (40) | (34) | (21) | | (208) |
| Cessioni | | (29) | | (71) | | | (118) | | (218) |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | **213** | | **458** | **268** | **591** | **578** | **127** | | **2.235** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2023 | | 326 | 6 | 207 | | 110 | 26 | | 675 |
| *di cui: sviluppate* | | *167* | *6* | *107* | | | *26* | | *306* |
| *non sviluppate* | | *159* | | *100* | | *110* | | | *369* |
| Acquisizioni | | 90 | 1 | 2 | | | | | 93 |
| Revisioni di precedenti stime | | 21 | 2 | 35 | | | | | 58 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | 14 | | | | | 14 |
| Produzione | | (44) | (1) | (32) | | | (3) | | (80) |
| Cessioni | | (2) | | | | | | | (2) |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | | **391** | **8** | **226** | | **110** | **23** | | **758** |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | **213** | **391** | **466** | **494** | **591** | **688** | **150** | | **2.993** |
| **Sviluppate** | **129** | **207** | **299** | **290** | **539** | **233** | **104** | | **1.801** |
| consolidate | 129 | | 291 | 187 | 539 | 233 | 81 | | 1.460 |
| joint venture e collegate | | 207 | 8 | 103 | | | 23 | | 341 |
| **Non sviluppate** | **84** | **184** | **167** | **204** | **52** | **455** | **46** | | **1.192** |
| consolidate | 84 | | 167 | 81 | 52 | 345 | 46 | | 775 |
| joint venture e collegate | | 184 | | 123 | | 110 | | | 417 |

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2022 | 188 | 36 | 531 | 367 | 644 | 433 | 234 | 1 | 2.434 |
| *di cui: sviluppate* | *139* | *32* | *336* | *212* | *585* | *231* | *171* | *1* | *1.707* |
| *non sviluppate* | *49* | *4* | *195* | *155* | *59* | *202* | *63* | | *727* |
| Acquisizioni | | | 4 | | | | | | 4 |
| Revisioni di precedenti stime | 34 | (2) | 58 | (2) | 35 | 35 | 3 | (1) | 160 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | 50 | | | 50 |
| Produzione | (11) | (7) | (70) | (31) | (42) | (31) | (24) | | (216) |
| Cessioni | | | | | | (2) | | | (2) |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | **211** | **27** | **523** | **334** | **637** | **485** | **213** | | **2.430** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2022 | | 350 | 8 | 235 | | 100 | 27 | | 720 |
| *di cui: sviluppate* | | *173* | *8* | *135* | | | *27* | | *343* |
| *non sviluppate* | | *177* | | *100* | | *100* | | | *377* |
| Acquisizioni | | | | 2 | | | | | 2 |
| Revisioni di precedenti stime | | 9 | (1) | 2 | | 10 | | | 20 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | (32) | (1) | (32) | | | (1) | | (66) |
| Cessioni | | (1) | | | | | | | (1) |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | | **326** | **6** | **207** | | **110** | **26** | | **675** |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | **211** | **353** | **529** | **541** | **637** | **595** | **239** | | **3.105** |
| **Sviluppate** | **136** | **191** | **332** | **332** | **576** | **240** | **189** | | **1.996** |
| consolidate | 136 | 24 | 326 | 225 | 576 | 240 | 163 | | 1.690 |
| joint venture e collegate | | 167 | 6 | 107 | | | 26 | | 306 |
| **Non sviluppate** | **75** | **162** | **197** | **209** | **61** | **355** | **50** | | **1.109** |
| consolidate | 75 | 3 | 197 | 109 | 61 | 245 | 50 | | 740 |
| joint venture e collegate | | 159 | | 100 | | 110 | | | 369 |

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2022** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2021 | 197 | 34 | 603 | 589 | 710 | 476 | 237 | 1 | 2.847 |
| *di cui: sviluppate* | *146* | *34* | *389* | *435* | *641* | *262* | *164* | *1* | *2.072* |
| *non sviluppate* | *51* | | *214* | *154* | *69* | *214* | *73* | | *775* |
| Acquisizioni | 1 | | 17 | | | | 2 | | 20 |
| Revisioni di precedenti stime | 3 | 6 | (24) | (62) | (34) | (15) | 13 | | (113) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 2 | | | | 4 | | 6 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 3 | 6 | 61 | | | | | 70 |
| Produzione | (13) | (7) | (73) | (51) | (32) | (28) | (22) | | (226) |
| Cessioni | | | | (170) | | | | | (170) |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | **188** | **36** | **531** | **367** | **644** | **433** | **234** | **1** | **2.434** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2021 | | 378 | 9 | 21 | | | 6 | | 414 |
| *di cui: sviluppate* | | *175* | *9* | *9* | | | *6* | | *199* |
| *non sviluppate* | | *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) |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | | **350** | **8** | **235** | | **100** | **27** | | **720** |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | **188** | **386** | **539** | **602** | **644** | **533** | **261** | **1** | **3.154** |
| **Sviluppate** | **139** | **205** | **344** | **347** | **585** | **231** | **198** | **1** | **2.050** |
| consolidate | 139 | 32 | 336 | 212 | 585 | 231 | 171 | 1 | 1.707 |
| joint venture e collegate | | 173 | 8 | 135 | | | 27 | | 343 |
| **Non sviluppate** | **49** | **181** | **195** | **255** | **59** | **302** | **63** | | **1.104** |
| consolidate | 49 | 4 | 195 | 155 | 59 | 202 | 63 | | 727 |
| joint venture e collegate | | 177 | | 100 | | 100 | | | 377 |

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2022 al 2024 sono discusse di seguito.

## Società consolidate

### ACQUISIZIONI

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.
Nel 2023 è stata rilevata l'acquisizione di alcuni asset da bp in Algeria per 4 milioni di barili.
Nel 2024 sono stati acquisiti 8 milioni di barili per l'acquisizione della società Neptune.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

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 Kazakhstan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).
Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono pari a +160 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: in Libia (+53 milioni di barili) in particolare in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Kazakhstan (+35 milioni di barili) nei campi di Kashagan e Karachaganak principalmente per effetto prezzo; in Italia (+34 milioni di barili) principalmente in Val d'Agri e Gela; in Iraq (+24 milioni di barili) sul campo di Zubair per effetto prezzo. Le principali variazioni negative sono: Nigeria (-8 milioni di barili) principalmente sui campi NAOC; negli Stati Uniti d'America (-10 milioni di barili) soprattutto nei campi Triton, Oooguruk e Allegheny.
Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono pari a +185 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: negli Emirati Arabi Uniti (+110 milioni di barili) principalmente nei campi Ghasha, Lower Zakum e Hail grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+30 milioni di barili) principalmente nei campi del Berkine North per migliori performance. Le principali revisioni negative sono in Egitto (-31 milioni di barili) concentrate soprattutto nei campi di Belayim e Meleiha e recepiscono l'andamento delle performance dei campi.

### MIGLIORAMENTI DA RECUPERO ASSISTITO

Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti a miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.
Nel 2023 non sono stati registrati incrementi dovuti a miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2024 si registra 1 milione di barili legato a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

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.
Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 50 milioni di barili, localizzate principalmente negli Emirati Arabi Uniti a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha.
Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 37 milioni di barili, principalmente per la decisione finale d'investimento nei progetti Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (22 milioni di barili) e Bonga North in Nigeria (15 milioni di barili).

### CESSIONI

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.
Nel 2023 la cessione di 2 milioni di barili riguarda principalmente la riduzione della quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.
Nel 2024 si registrano 218 milioni di barili di cessioni. Di questi, 71 sono legati alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, 118 alla vendita degli asset in Alaska, e i restanti sono relativi alla cessione di alcuni campi minori in Congo e ai risultati della business combination con Ithaca Energy.

## Società in joint venture e collegate

### 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).
Nel 2023 sono stati rilevati 2 milioni di barili per l'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a da parte della JV Azule.
Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 93 milioni di barili e sono dovute principalmente alla business combination con Ithaca Energy ed all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

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).
Nel 2023 le revisioni positive di +20 milioni di barili sono dovute principalmente al Qatar (+10 milioni di barili) sul campo NFE, a Vår Energi in Norvegia (+9 milioni di barili).
Nel 2024 le revisioni sono state positive per 58 milioni di barili, e riguardano principalmente Azule Energy e Var Energi.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.
Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 14 milioni di barili sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.

### CESSIONI

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 sono state rilevate cessioni per -1 milioni di barili con riferimento al campo Brage in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2024 le cessioni di 2 milioni di barili riguardano asset di Vår Energi.

# Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2023 | 24.310 | 4.907 | 168.060 | 70.208 | 43.766 | 36.919 | 3.703 | 5.420 | 357.293 |
| *di cui: sviluppate* | *18.504* | *4.725* | *90.076* | *38.241* | *43.766* | *20.536* | *3.000* | *1.652* | *220.500* |
| *non sviluppate* | *5.806* | *182* | *77.984* | *31.967* | | *16.383* | *703* | *3.768* | *136.793* |
| Acquisizioni | | 5.227 | 252 | | | 6.399 | | | 11.878 |
| Revisioni di precedenti stime | 867 | 50 | 4.859 | 5.503 | 993 | 7.578 | 648 | 73 | 20.571 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | 4 | | 4 |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | 52 | | 61 | | | 113 |
| Produzione[(a)] | (2.031) | (2.006) | (22.043) | (4.650) | (2.592) | (6.098) | (505) | (146) | (40.071) |
| Cessioni | | (6.646) | | (16.430) | | | (1.193) | | (24.269) |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | **23.146** | **1.532** | **151.128** | **54.683** | **42.167** | **44.859** | **2.657** | **5.347** | **325.519** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2023 | | 14.621 | 380 | 42.490 | | 39.792 | 35.700 | | 132.983 |
| *di cui: sviluppate* | | *10.182* | *380* | *29.304* | | | *35.700* | | *75.566* |
| *non sviluppate* | | *4.439* | | *13.186* | | *39.792* | | | *57.417* |
| Acquisizioni | | 15.396 | 4.934 | | | | | | 20.330 |
| Revisioni di precedenti stime | | 786 | 1.626 | 1.063 | | 134 | 87 | | 3.696 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | 46.745 | | | | | 46.745 |
| Produzione[(b)] | | (3.948) | (636) | (2.456) | | | (2.957) | | (9.997) |
| Cessioni | | (239) | | (10) | | | | | (249) |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | | **26.616** | **6.304** | **87.832** | | **39.926** | **32.830** | | **193.508** |
| **Riserve al 31 dicembre 2024** | **23.146** | **28.148** | **157.432** | **142.515** | **42.167** | **84.785** | **35.487** | **5.347** | **519.027** |
| **Sviluppate** | **19.633** | **16.885** | **82.505** | **63.990** | **42.091** | **22.636** | **34.408** | **662** | **282.810** |
| consolidate | 19.633 | 1.453 | 76.201 | 34.159 | 42.091 | 22.636 | 1.578 | 662 | 198.413 |
| joint venture e collegate | | 15.432 | 6.304 | 29.831 | | | 32.830 | | 84.397 |
| **Non sviluppate** | **3.513** | **11.263** | **74.927** | **78.525** | **76** | **62.149** | **1.079** | **4.685** | **236.217** |
| consolidate | 3.513 | 79 | 74.927 | 20.524 | 76 | 22.223 | 1.079 | 4.685 | 127.106 |
| joint venture e collegate | | 11.184 | | 58.001 | | 39.926 | | | 109.111 |

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6,320 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 925 Mscm.

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2022 | 24.605 | 6.329 | 175.696 | 66.294 | 44.180 | 36.268 | 7.457 | 11.530 | 372.359 |
| *di cui: sviluppate* | *19.681* | *6.047* | *96.321* | *36.992* | *44.180* | *22.550* | *5.502* | *6.321* | *237.594* |
| *non sviluppate* | *4.924* | *282* | *79.375* | *29.302* | | *13.718* | *1.955* | *5.209* | *134.765* |
| Acquisizioni | | | 6.071 | | | | | | 6.071 |
| Revisioni di precedenti stime | 1.888 | (297) | 9.226 | 8.331 | 2.219 | 3.147 | 168 | (5.720) | 18.962 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | 103 | 128 | | 7.814 | | | 8.045 |
| Produzione[(a)] | (2.183) | (1.125) | (23.025) | (4.545) | (2.633) | (5.289) | (714) | (390) | (39.904) |
| Cessioni | | | (11) | | | (5.021) | (3.208) | | (8.240) |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | **24.310** | **4.907** | **168.060** | **70.208** | **43.766** | **36.919** | **3.703** | **5.420** | **357.293** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2022 | | 18.314 | 246 | 44.203 | | 42.179 | 38.395 | | 143.337 |
| *di cui: sviluppate* | | *12.557* | *246* | *30.298* | | | *38.395* | | *81.496* |
| *non sviluppate* | | *5.757* | | *13.905* | | *42.179* | | | *61.841* |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | (900) | 163 | 632 | | (2.387) | 197 | | (2.295) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione[(b)] | | (2.740) | (29) | (2.345) | | | (2.892) | | (8.006) |
| Cessioni | | (53) | | | | | | | (53) |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | | **14.621** | **380** | **42.490** | | **39.792** | **35.700** | | **132.983** |
| **Riserve al 31 dicembre 2023** | **24.310** | **19.528** | **168.440** | **112.698** | **43.766** | **76.711** | **39.403** | **5.420** | **490.276** |
| **Sviluppate** | **18.504** | **14.907** | **90.456** | **67.545** | **43.766** | **20.536** | **38.700** | **1.652** | **296.066** |
| consolidate | 18.504 | 4.725 | 90.076 | 38.241 | 43.766 | 20.536 | 3.000 | 1.652 | 220.500 |
| joint venture e collegate | | 10.182 | 380 | 29.304 | | | 35.700 | | 75.566 |
| **Non sviluppate** | **5.806** | **4.621** | **77.984** | **45.153** | | **56.175** | **703** | **3.768** | **194.210** |
| consolidate | 5.806 | 182 | 77.984 | 31.967 | | 16.383 | 703 | 3.768 | 136.793 |
| joint venture e collegate | | 4.439 | | 13.186 | | 39.792 | | | 57.417 |

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2022** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2021 | 25.994 | 7.005 | 181.904 | 83.628 | 48.296 | 43.101 | 7.753 | 12.103 | 409.784 |
| *di cui: sviluppate* | *20.635* | *6.849* | *125.638* | *49.801* | *48.287* | *27.501* | *5.936* | *7.525* | *292.172* |
| *non sviluppate* | *5.359* | *156* | *56.266* | *33.827* | *9* | *15.600* | *1.817* | *4.578* | *117.612* |
| Acquisizioni | 2 | | 175 | | | | 63 | | 240 |
| Revisioni di precedenti stime | 1.110 | 412 | 13.390 | (8.081) | (2.064) | (1.512) | 476 | (32) | 3.699 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 40 | | | | | | 40 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 203 | 2.530 | 4.346 | | | | | 7.079 |
| Produzione[(a)] | (2.501) | (1.291) | (22.343) | (4.971) | (2.052) | (5.242) | (835) | (541) | (39.776) |
| Cessioni | | | | (8.628) | | (79) | | | (8.707) |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | **24.605** | **6.329** | **175.696** | **66.294** | **44.180** | **36.268** | **7.457** | **11.530** | **372.359** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2021 | | 18.533 | 271 | 36.374 | | | 41.348 | | 96.526 |
| *di cui: sviluppate* | | *12.959* | *271* | *4.678* | | | *41.348* | | *59.256* |
| *non sviluppate* | | *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[(b)] | | (3.053) | (30) | (1.246) | | | (2.679) | | (7.008) |
| Cessioni | | (1.798) | | | | | | | (1.798) |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | | **18.314** | **246** | **44.203** | | **42.179** | **38.395** | | **143.337** |
| **Riserve al 31 dicembre 2022** | **24.605** | **24.643** | **175.942** | **110.497** | **44.180** | **78.447** | **45.852** | **11.530** | **515.696** |
| **Sviluppate** | **19.681** | **18.604** | **96.567** | **67.290** | **44.180** | **22.550** | **43.897** | **6.321** | **319.090** |
| consolidate | 19.681 | 6.047 | 96.321 | 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 |
| **Non sviluppate** | **4.924** | **6.039** | **79.375** | **43.207** | | **55.897** | **1.955** | **5.209** | **196.606** |
| consolidate | 4.924 | 282 | 79.375 | 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.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2022 al 2024 sono discusse di seguito.

## Società consolidate

### ACQUISIZIONI

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.
Nel 2023 si registrano 6.071 milioni di metri cubi dovute all'acquisizione di alcuni asset bp in Algeria.
Nel 2024 si registrano 11.878 milioni di metri cubi per all'acquisizione della società Neptune in Indonesia, Olanda e Regno Unito.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

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 Nené, 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).
Nel 2023 le revisioni totali sono pari a +18.962 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in: Libia (+18.448 milioni di metri cubi) in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Congo (+6.705 milioni di metri cubi) principalmente in Mboundi Gas e Nené; in Algeria (5.043 milioni di metri cubi) principalmente nel Blocco 208-404. Le principali revisioni negative sono state rilevate in Australia (-5.720 milioni di metri cubi) nel campo di Blacktip e in Egitto (-14.331 milioni di metri cubi) principalmente per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr che ha portato ad una revisione del progetto di compressione e riduzione delle riserve associate.
Nel 2024 le revisioni totale sono pari a +20.571 milioni di metri cubi. Le principali revisioni si sono registrate negli Emirati Arabi Uniti (+7.243 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di Hail e Ghasha grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+2.860 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di In Amenas, In Salah, HBNS e Brn Silurian per migliori performance; in Costa d'Avorio (2.469 milioni di metri cubi) nel campo di Baleine per migliori performance; in Ghana (2.161 milioni di metri cubi) nel campo di Sankofa come risultato dell'implementazione della compressione.

### 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.
Nel 2023 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2024 si registrano 4 milioni di metri cubi dovuti a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

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.
Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 8.045 milioni di metri cubi in Emirati Arabi Uniti (6.131 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha e Indonesia (1.683 milioni di metri cubi) per la decisione finale di investimento in Merakes East.
Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 113 milioni di metri cubi, a seguito della decisione finale di investimento nei progetti di Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (61 milioni di metri cubi) e di Bonga North in Nigeria (52 milioni di metri cubi).

### CESSIONI

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.
Nel 2023 le cessioni di -8.240 milioni di metri cubi si sono registrate principalmente negli Stati Uniti d'America (-3.208 milioni di metri cubi) per la cessione degli asset Alliance e negli Emirati Arabi Uniti (-5.021 milioni di metri cubi) per la riduzione della quota nella concessione Ghasha.
Nel 2024 le cessioni di 24.269 milioni di metri cubi sono legate alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, alla vendita degli asset in Alaska e di alcuni campi minori in Congo, nonché ai risultati della business combination con Ithaca Energy.

## Società in joint venture e collegate

### 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 paritetica-mente con BP.
Nel 2023 non sono state effettuate acquisizioni.
Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 20,330 milioni di metri cubi dovuti all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi e alla business combination con Ithaca Energy.

### REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

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.
Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono -2.295 milioni di metri cubi dovute principalmente ad una revisione positiva in Mozambico (+2.185 milioni di metri cubi) in Coral South, in Azule in Angola (-1.554 milioni di metri cubi) e in Qatar (-2.387 milioni di metri cubi) sul campo NFE.
Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono +3.696 milioni di metri cubi, localizzate principalmente all'Algeria (+1.622 milioni di metri cubi) nel campo di Touat, in Mozambico (1.297 milioni di metri cubi) nel campo Coral South ed in Vår Energi.

### ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.
Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 46.745 milioni di metri cubi sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.

### CESSIONI

Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'IPO di Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 sono state rilevate cessioni di -53 milioni di metri cubi nel campo Brage in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2024 le cessioni di 249 milioni di metri cubi sono principalmente legate ad attività di portfolio di Vår Energi ed Azule Energy.

## 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 2024, 2023 e 2022. 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 | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31 dicembre 2024** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 20.844 | 570 | 66.540 | 30.478 | 40.322 | 49.205 | 9.164 | 742 | 217.865 |
| Costi futuri di produzione | (8.273) | (297) | (14.034) | (10.912) | (6.786) | (13.462) | (3.994) | (132) | (57.890) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (3.318) | (417) | (9.317) | (4.942) | (1.658) | (7.547) | (2.104) | (280) | (29.583) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | **9.253** | **(144)** | **43.189** | **14.624** | **31.878** | **28.196** | **3.066** | **330** | **130.392** |
| Imposte sul reddito future | (2.088) | (49) | (21.879) | (3.541) | (8.505) | (18.186) | (387) | (6) | (54.641) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | **7.165** | **(193)** | **21.310** | **11.083** | **23.373** | **10.010** | **2.679** | **324** | **75.751** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (2.995) | 60 | (10.150) | (4.102) | (11.301) | (5.826) | (656) | (96) | (35.066) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | **4.170** | **(133)** | **11.160** | **6.981** | **12.072** | **4.184** | **2.023** | **228** | **40.685** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | 39.301 | 1.846 | 31.708 | | 18.602 | 7.397 | | 98.854 |
| Costi futuri di produzione | | (10.169) | (612) | (7.702) | | (5.969) | (1.882) | | (26.334) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | (7.279) | (111) | (4.289) | | (278) | (191) | | (12.148) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | | **21.853** | **1.123** | **19.717** | | **12.355** | **5.324** | | **60.372** |
| Imposte sul reddito future | | (16.126) | (205) | (5.549) | | (9.018) | (2.231) | | (33.129) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | | **5.727** | **918** | **14.168** | | **3.337** | **3.093** | | **27.243** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | (1.077) | (285) | (7.742) | | (2.119) | (1.128) | | (12.351) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | | **4.650** | **633** | **6.426** | | **1.218** | **1.965** | | **14.892** |
| **Totale** | **4.170** | **4.517** | **11.793** | **13.407** | **12.072** | **5.402** | **3.988** | **228** | **55.577** |

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31 dicembre 2023** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 22.724 | 3.926 | 72.835 | 35.147 | 40.081 | 40.622 | 14.951 | 707 | 230.993 |
| Costi futuri di produzione | (8.848) | (1.227) | (15.439) | (13.512) | (6.475) | (11.042) | (5.852) | (164) | (62.559) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (4.270) | (824) | (9.383) | (7.757) | (1.814) | (7.437) | (1.954) | (355) | (33.794) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | **9.606** | **1.875** | **48.013** | **13.878** | **31.792** | **22.143** | **7.145** | **188** | **134.640** |
| Imposte sul reddito future | (2.233) | (1.274) | (24.069) | (4.729) | (8.186) | (16.348) | (3.161) | (8) | (60.008) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | **7.373** | **601** | **23.944** | **9.149** | **23.606** | **5.795** | **3.984** | **180** | **74.632** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (3.325) | (39) | (10.467) | (4.223) | (11.668) | (3.081) | (1.462) | (58) | (34.323) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | **4.048** | **562** | **13.477** | **4.926** | **11.938** | **2.714** | **2.522** | **122** | **40.309** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | 29.387 | 168 | 22.954 | | 19.108 | 7.519 | | 79.136 |
| Costi futuri di produzione | | (7.128) | (122) | (6.202) | | (5.880) | (1.925) | | (21.257) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | (5.221) | (54) | (2.972) | | (410) | (179) | | (8.836) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | | **17.038** | **(8)** | **13.780** | | **12.818** | **5.415** | | **49.043** |
| Imposte sul reddito future | | (12.548) | (1) | (3.254) | | (9.702) | (2.263) | | (27.768) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | | **4.490** | **(9)** | **10.526** | | **3.116** | **3.152** | | **21.275** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | (1.114) | 27 | (4.508) | | (2.158) | (1.237) | | (8.990) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | | **3.376** | **18** | **6.018** | | **958** | **1.915** | | **12.285** |
| **Totale** | **4.048** | **3.938** | **13.495** | **10.944** | **11.938** | **3.672** | **4.437** | **122** | **52.594** |

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31 dicembre 2022** | | | | | | | | | |
| **Società consolidate** | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 38.968 | 7.609 | 85.036 | 48.292 | 53.529 | 45.179 | 21.233 | 1.525 | 301.371 |
| Costi futuri di produzione | (10.267) | (1.752) | (17.846) | (15.823) | (7.844) | (12.181) | (5.950) | (230) | (71.893) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (4.484) | (1.296) | (7.835) | (10.057) | (1.873) | (4.562) | (3.063) | (377) | (33.547) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | **24.217** | **4.561** | **59.355** | **22.412** | **43.812** | **28.436** | **12.220** | **918** | **195.931** |
| Imposte sul reddito future | (6.388) | (3.087) | (30.885) | (7.990) | (11.568) | (21.227) | (4.903) | (81) | (86.129) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | **17.829** | **1.474** | **28.470** | **14.422** | **32.244** | **7.209** | **7.317** | **837** | **109.802** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (7.141) | (344) | (11.738) | (6.456) | (16.087) | (2.980) | (3.443) | (357) | (48.546) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | **10.688** | **1.130** | **16.732** | **7.966** | **16.157** | **4.229** | **3.874** | **480** | **61.256** |
| **Società in joint venture e collegate** | | | | | | | | | |
| 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) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito** | | **36.382** | **85** | **28.363** | | **22.766** | **5.872** | | **93.468** |
| Imposte sul reddito future | | (27.333) | (3) | (8.117) | | (19.393) | (2.469) | | (57.315) |
| **Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione** | | **9.049** | **82** | **20.246** | | **3.373** | **3.403** | | **36.153** |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | (2.501) | (15) | (9.058) | | (2.462) | (1.416) | | (15.452) |
| **Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri** | | **6.548** | **67** | **11.188** | | **911** | **1.987** | | **20.701** |
| **Totale** | **10.688** | **7.678** | **16.799** | **19.154** | **16.157** | **5.140** | **5.861** | **480** | **81.957** |

## 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 2024, 2023 e 2022:

| (€ milioni) | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale |
|---|---|---|---|
| **2024** | | | |
| **Valore al 31 dicembre 2023** | **40.309** | **12.285** | **52.594** |
| Aumenti (diminuzioni): | | | |
| *- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione* | *(17.581)* | *(6.150)* | *(23.731)* |
| *- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione* | *(5.380)* | *89* | *(5.291)* |
| *- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo* | *401* | *1.851* | *2.252* |
| *- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono* | *(2.959)* | *(3.860)* | *(6.819)* |
| *- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo* | *6.649* | *4.824* | *11.473* |
| *- revisioni delle quantità stimate* | *4.664* | *(2.467)* | *2.197* |
| *- effetto dell'attualizzazione* | *7.405* | *1.984* | *9.389* |
| *- variazione netta delle imposte sul reddito* | *6.578* | *(1.654)* | *4.924* |
| *- acquisizioni di riserve* | *1.085* | *5.167* | *6.252* |
| *- cessioni di riserve* | *(2.947)* | *(1)* | *(2.948)* |
| *- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni* | *2.461* | *2.824* | *5.285* |
| **Saldo aumenti (diminuzioni)** | **376** | **2.607** | **2.983** |
| **Valore al 31 dicembre 2024** | **40.685** | **14.892** | **55.577** |

| (€ milioni) | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale |
|---|---|---|---|
| **2023** | | | |
| **Valore al 31 dicembre 2022** | **61.256** | **20.701** | **81.957** |
| Aumenti (diminuzioni): | | | |
| *- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione* | *(19.397)* | *(5.426)* | *(24.823)* |
| *- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione* | *(33.769)* | *(19.785)* | *(53.554)* |
| *- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo* | *1.659* | | *1.659* |
| *- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono* | *(4.684)* | *(1.353)* | *(6.037)* |
| *- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo* | *6.691* | *2.517* | *9.208* |
| *- revisioni delle quantità stimate* | *6.531* | *155* | *6.686* |
| *- effetto dell'attualizzazione* | *10.627* | *3.033* | *13.660* |
| *- variazione netta delle imposte sul reddito* | *12.675* | *14.753* | *27.428* |
| *- acquisizioni di riserve* | *977* | *44* | *1.021* |
| *- cessioni di riserve* | *(845)* | *(60)* | *(905)* |
| *- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni* | *(1.412)* | *(2.294)* | *(3.706)* |
| **Saldo aumenti (diminuzioni)** | **(20.947)** | **(8.416)** | **(29.363)** |
| **Valore al 31 dicembre 2023** | **40.309** | **12.285** | **52.594** |

| (€ milioni) | Società consolidate | Società in joint venture e collegate | Totale |
|---|---|---|---|
| **2022** | | | |
| **Valore al 31 dicembre 2021** | **44.615** | **7.281** | **51.896** |
| 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* |
| **Saldo aumenti (diminuzioni)** | **16.641** | **13.420** | **30.061** |
| **Valore al 31 dicembre 2022** | **61.256** | **20.701** | **81.957** |

# 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 2024.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2024 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 2024:

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.

18 marzo 2025

/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 422
Note al bilancio di esercizio 428
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti 492
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 493

# STATO PATRIMONIALE

| (€) | Note | 31.12.2024 Totale | 31.12.2024 di cui verso parti correlate | 31.12.2023 Totale | 31.12.2023 di cui verso parti correlate |
|---|---|---|---|---|---|
| **ATTIVITÀ** | | | | | |
| **Attività correnti** | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (5) | 5.141.514.547 | *56.801.111* | 7.119.312.637 | *162.617.124* |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | (6) | 6.256.387.532 | | 6.279.897.189 | |
| Altre attività finanziarie | (15) | 6.041.000.641 | *6.036.678.808* | 6.211.975.790 | *6.139.411.679* |
| Crediti commerciali e altri crediti | (7) | 9.737.814.848 | *5.484.371.603* | 8.493.489.596 | *6.310.349.533* |
| Rimanenze | (8) | 1.616.101.403 | | 1.855.628.196 | |
| Attività per imposte sul reddito | (9) | 489.707.351 | | 272.208.601 | |
| Altre attività | (10) | 1.824.985.653 | *1.366.359.720* | 5.226.740.427 | *4.898.127.146* |
| | | **31.107.511.975** | | **35.459.252.436** | |
| **Attività non correnti** | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (11) | 3.686.275.947 | | 3.760.542.034 | |
| Diritto di utilizzo beni in leasing | (12) | 1.484.222.821 | | 1.452.286.298 | |
| Attività immateriali | (13) | 166.369.881 | | 253.109.465 | |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | (8) | 1.621.608.834 | | 1.575.309.913 | |
| Partecipazioni | (14) | 60.835.378.858 | | 60.343.961.870 | |
| Altre attività finanziarie | (15) | 15.867.244.894 | *15.622.767.933* | 15.607.717.197 | *15.559.546.893* |
| Attività per imposte anticipate | (16) | 3.407.504.570 | | 2.017.699.162 | |
| Attività per imposte sul reddito | (9) | 81.267.518 | | 100.141.158 | |
| Altre attività | (10) | 434.227.438 | *194.170.846* | 653.602.170 | *436.719.282* |
| | | **87.584.100.761** | | **85.764.369.267** | |
| **Attività destinate alla vendita** | (24) | **2.149.484** | | **2.152.441** | |
| **TOTALE ATTIVITÀ** | | **118.693.762.220** | | **121.225.774.144** | |
| **PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO** | | | | | |
| **Passività correnti** | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (18) | 23.716.746.796 | *20.662.321.044* | 23.758.488.870 | *21.376.866.198* |
| Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine | (18) | 2.968.109.364 | | 2.529.389.040 | |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | (12) | 378.270.268 | *189.839.617* | 289.584.507 | *138.751.832* |
| Debiti commerciali e altri debiti | (17) | 7.798.008.454 | *4.731.628.230* | 7.835.521.427 | *5.148.552.309* |
| Passività per imposte sul reddito | (9) | 4.734.631 | | 538.523.340 | |
| Altre passività | (10) | 3.821.748.027 | *2.563.205.678* | 5.374.824.868 | *3.857.060.557* |
| | | **38.687.617.540** | | **40.326.332.052** | |
| **Passività non correnti** | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (18) | 21.085.178.972 | *2.524.814* | 21.043.540.730 | *3.062.843* |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | (12) | 1.454.708.683 | *946.348.893* | 1.605.732.228 | *1.100.667.160* |
| Fondi per rischi e oneri | (21) | 5.300.776.320 | | 5.640.728.562 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (22) | 318.946.534 | | 336.448.938 | |
| Passività per imposte differite | (16) | | | 60.329.449 | |
| Altre passività | (10) | 1.111.044.017 | *619.965.442* | 1.193.707.256 | *699.726.976* |
| | | **29.270.654.526** | | **29.880.487.163** | |
| **TOTALE PASSIVITÀ** | | **67.958.272.066** | | **70.206.819.215** | |
| **PATRIMONIO NETTO** | (25) | | | | |
| Capitale sociale | | 4.005.358.876 | | 4.005.358.876 | |
| Riserva legale | | 959.102.123 | | 959.102.123 | |
| Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale | | 42.234.287.252 | | 45.115.209.920 | |
| Azioni proprie | | (2.882.533.455) | | (2.333.082.056) | |
| Utile (perdita) dell'esercizio | | 6.419.275.358 | | 3.272.366.066 | |
| **TOTALE PATRIMONIO NETTO** | | **50.735.490.154** | | **51.018.954.929** | |
| **TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO** | | **118.693.762.220** | | **121.225.774.144** | |

# CONTO ECONOMICO

| (€) | Note | 2024 Totale | 2024 di cui verso parti correlate | 2023 Totale | 2023 di cui verso parti correlate |
|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 35.026.371.529 | *25.353.184.777* | 42.790.197.560 | *29.312.287.633* |
| Altri ricavi e proventi | | 569.017.335 | *448.685.154* | 432.266.298 | *234.159.708* |
| **Totale Ricavi** | (27) | **35.595.388.864** | | **43.222.463.858** | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (28) | (34.279.563.426) | *(21.266.863.799)* | (39.995.945.213) | *(22.803.498.353)* |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti | (7) | 19.212.671 | | 111.763.629 | |
| Costo lavoro | (28) | (1.130.258.724) | | (1.165.907.049) | |
| Altri proventi (oneri) operativi | (23) | (191.829.996) | *(1.285.831.301)* | 704.616.620 | *2.731.196.854* |
| Ammortamenti | (11),(12),(13) | (576.903.598) | | (634.252.386) | |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | (11),(12),(13) | (490.454.828) | | (644.545.294) | |
| Radiazioni | (11),(13) | (2.300.799) | | (18.575.194) | |
| **UTILE (PERDITA) OPERATIVO** | | **(1.056.709.836)** | | **1.579.618.971** | |
| Proventi finanziari | | 5.768.131.413 | *1.575.825.123* | 4.344.222.489 | *712.554.993* |
| Oneri finanziari | | (6.532.970.129) | *(1.285.190.295)* | (4.830.210.794) | *(748.629.036)* |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | | 366.067.603 | | 263.029.648 | |
| Strumenti finanziari derivati | | 286.677.054 | *6.086.385* | (41.814.226) | *38.583.813* |
| **PROVENTI (ONERI) FINANZIARI** | (29) | **(112.094.059)** | | **(264.772.883)** | |
| **PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI** | (30) | **6.166.944.213** | | **2.282.431.094** | 545.688.320 |
| **UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE** | | **4.998.140.318** | | **3.597.277.182** | |
| Imposte sul reddito | (31) | 1.421.135.040 | | (324.911.116) | |
| **UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO** | | **6.419.275.358** | | **3.272.366.066** | |

# PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

| (€ milioni) | Note | 2024 | 2023 |
|---|---|---|---|
| **Utile (perdita) dell'esercizio** | | **6.419** | **3.272** |
| **Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:** | | | |
| ***Componenti non riclassificabili a conto economico*** | | | |
| Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti | (25) | 3 | (4) |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | (25) | (1) | 2 |
| Effetto fiscale | (25) | (1) | 1 |
| | | **1** | **(1)** |
| ***Componenti riclassificabili a conto economico*** | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (25) | (2.185) | (217) |
| Effetto fiscale | (25) | 633 | 63 |
| | | **(1.552)** | **(154)** |
| **Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo** | | **(1.551)** | **(155)** |
| **Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio** | | **4.868** | **3.117** |

# 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** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Saldi al 31 dicembre 2023** | **4.005** | **7.968** | **959** | **(2.333)** | **2.333** | **864** | **(6)** | **(35)** | **(106)** | **29.098** | **5.000** | **3.272** | **51.019** |
| **Utile (perdita) dell'esercizio** | | | | | | | | | | | | **6.419** | **6.419** |
| **Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:** | | | | | | | | | | | | | |
| Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | | | | | 2 | | | | | 2 |
| Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI | | | | | | | (1) | | | | | | (1) |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | | | | | | | **(1)** | **2** | | | | | **1** |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | | (1.552) | | | | | | | (1.552) |
| **Componenti riclassificabili a conto economico** | | | | | | **(1.552)** | | | | | | | **(1.552)** |
| **Utile (perdita) complessivo dell'esercizio** | | | | | | **(1.552)** | **(1)** | **2** | | | | **6.419** | **4.868** |
| III e IV tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione) | | (735) | | | | | | | | (766) | | | (1.501) |
| I e II tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione) | | (1.565) | | | | | | | | (1) | | | (1.566) |
| Destinazione utile 2023 | | | | | | | | | 2 | 3.270 | | (3.272) | |
| Acquisto azioni proprie | | | | (2.003) | 2.003 | | | | | (2.003) | | | (2.003) |
| Annullamento azioni proprie | | | | 1.375 | (1.375) | | | | | | | | |
| Piano incentivazione di lungo termine e Piano azionariato diffuso | | | | 78 | (78) | | | | | 24 | | | 24 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | | | | | | | | | (138) | | | (138) |
| **Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale** | | **(2.300)** | | **(550)** | **550** | | | | **2** | **386** | | **(3.272)** | **(5.184)** |
| Altre variazioni | | | | | | (1) | | | | 33 | | | 32 |
| **Altri movimenti di patrimonio netto** | | | | | | **(1)** | | | | **33** | | | **32** |
| **Saldi al 31 dicembre 2024** | **4.005** | **5.668** | **959** | **(2.883)** | **2.883** | **(689)** | **(7)** | **(33)** | **(104)** | **29.517** | **5.000** | **6.419** | **50.735** |

(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 | Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue) | Utile (perdita) dell'esercizio | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Saldi al 31 dicembre 2022** | **4.005** | **9.629** | **959** | **(2.937)** | **2.937** | **1.020** | **(8)** | **(32)** | **(114)** | **26.658** | **5.000** | **5.403** | **52.520** |
| **Utile (perdita) dell'esercizio** | | | | | | | | | | | | **3.272** | **3.272** |
| **Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:** | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | | | | | | | 2 | | | | | | 2 |
| **Componenti non riclassificabili a conto economico** | | | | | | | **2** | **(3)** | | | | | **(1)** |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | | (154) | | | | | | | (154) |
| **Componenti riclassificabili a conto economico** | | | | | | **(154)** | | | | | | | **(154)** |
| **Utile (perdita) complessivo dell'esercizio** | | | | | | **(154)** | **2** | **(3)** | | | | **3.272** | **3.117** |
| III e IV tranches dividendo 2022 (€0,44 per azione) | | (1.472) | | | | | | | | | | | (1.472) |
| I e II tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione) | | (189) | | | | | | | | (1.344) | | | (1.533) |
| Destinazione utile 2022 | | | | | | | | | 8 | 5.395 | | (5.403) | |
| Acquisto azioni proprie | | | | (1.837) | 1.837 | | | | | (1.837) | | | (1.837) |
| Annullamento azioni proprie | | | | 2.400 | (2.400) | | | | | | | | |
| Piano incentivazione di lungo termine | | | | 41 | (41) | | | | | 20 | | | 20 |
| Cedole obbligazioni subordinate perpetue | | | | | | | | | | (138) | | | (138) |
| **Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale** | | **(1.661)** | | **604** | **(604)** | | | | **8** | **2.096** | | **(5.403)** | **(4.960)** |
| Avanzo di Fusione | | | | | | | | | | 225 | | | 225 |
| Effetto emissione di obbligazioni convertibili | | | | | | | | | | 79 | | | 79 |
| Altre variazioni | | | | | | (2) | | | | 40 | | | 38 |
| **Altri movimenti di patrimonio netto** | | | | | | **(2)** | | | | **344** | | | **342** |
| **Saldi al 31 dicembre 2023** | **4.005** | **7.968** | **959** | **(2.333)** | **2.333** | **864** | **(6)** | **(35)** | **(106)** | **29.098** | **5.000** | **3.272** | **51.019** |

# RENDICONTO FINANZIARIO

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Utile (perdita) dell'esercizio** | **6.419** | **3.272** |
| Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa: | | |
| Ammortamenti | 577 | 634 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing | 490 | 644 |
| Radiazioni | 2 | 19 |
| Effetto valutazione partecipazioni | 783 | 1.790 |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | 1 | (390) |
| Dividendi | (6.931) | (3.691) |
| Interessi attivi | (1.726) | (954) |
| Interessi passivi | 2.228 | 1.349 |
| Imposte sul reddito | (1.421) | 325 |
| Altre variazioni | (68) | (149) |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | 706 | 871 |
| *- rimanenze* | *193* | *1.718* |
| *- crediti commerciali* | *660* | *4.134* |
| *- debiti commerciali* | *(97)* | *(4.612)* |
| *- fondi per rischi e oneri* | *(89)* | *234* |
| *- altre attività e passività* | *39* | *(603)* |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti | (15) | 35 |
| Dividendi incassati | 5.152 | 2.787 |
| Interessi incassati | 1.750 | 843 |
| Interessi pagati | (2.247) | (1.239) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | (293) | 32 |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | **5.407** | **6.178** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | ***6.159*** | ***10.101*** |
| Flusso di cassa degli investimenti | (2.711) | (19.406) |
| *- attività materiali* | *(731)* | *(648)* |
| *- attività immateriali* | *(67)* | *(77)* |
| *- diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing* | *(5)* | |
| *- partecipazioni* | *(1.935)* | *(2.977)* |
| *- crediti finanziari strumentali all'attività operativa* | | *(15.715)* |
| *-rami d'azienda* | | *(35)* |
| *- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento* | *27* | *46* |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | 718 | 816 |
| *- attività materiali* | *11* | *7* |
| *- attività immateriali* | *8* | *14* |
| *- rami d'azienda* | *2* | |
| *- partecipazioni e attività destinate alla vendita* | *697* | *472* |
| *- crediti finanziari strumentali all'attività operativa* | | *323* |
| Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 581 | 886 |
| **Flusso di cassa netto da attività di investimento** | **(1.412)** | **(17.704)** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | ***275*** | ***(15.705)*** |
| Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine | 145 | 2.333 |
| Rimborso di passività per beni in leasing | (291) | (280) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | (628) | 13.854 |
| Dividendi pagati | (3.068) | (3.046) |
| Acquisto azioni proprie | (2.012) | (1.803) |
| Effetto emissione di obbligazioni convertibili | | 79 |
| Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue | (138) | (138) |
| **Flusso di cassa netto da attività di finanziamento** | **(5.992)** | **10.999** |
| ***- di cui verso parti correlate*** | ***(855)*** | ***9.109*** |
| "Effetto delle differenze di cambio da conversione, fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti" | 20 | 18 |
| **Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti** | **(1.977)** | **(509)** |
| **Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio** | **7.119** | **7.628** |
| **Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio** | **5.142** | **7.119** |

# 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") 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[1].

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 2024 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2025.

I valori indicati nelle note illustrative a commento delle voci di bilancio, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro.

### CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato[2], cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate che sono valutate al costo di acquisto[3]. 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, integrata della posizione finanziaria netta; 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 perdite 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.

Le operazioni di compravendita e/o di conferimento di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate, ed aventi finalità meramente riorganizzative, sono rilevate secondo il principio della continuità dei valori; con riferimento alle operazioni regolate per cassa, l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le operazioni di fusione per incorporazione madre-figlia, in quanto aventi finalità meramente riorganizzative, sono rilevate in con-

(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 2023.
(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.

tinuità con i valori del bilancio consolidato Eni. L'eventuale avanzo di fusione è rilevato in una riserva di patrimonio netto.
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.

## 3 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche agli IFRS, entrate in vigore dal 1° gennaio 2024, 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 €5.142 milioni (€7.119 milioni al 31 dicembre 2023) 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 €54 milioni[4] (€198 milioni al 31 dicembre 2023) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€1.240 milioni) è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è del 3,12%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€3.230 milioni) è di 10 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4,89%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€181 milioni) è di 19 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4,81%.

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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Attività finanziarie destinate al trading** | | |
| Titoli emessi da Stati Sovrani | 846 | 1.125 |
| Altri titoli | 5.052 | 4.819 |
| | **5.898** | **5.944** |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | | |
| Altri titoli | 358 | 336 |
| | **6.256** | **6.280** |

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 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 €738 milioni (€1.288 milioni al 31 dicembre 2023).

L'analisi per valuta è la seguente:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Attività finanziarie destinate al trading** | | |
| Euro | 3.821 | 3.382 |
| Dollaro USA | 2.077 | 2.562 |
| | **5.898** | **5.944** |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | | |
| Euro | 162 | 200 |
| Dollaro USA | 196 | 136 |
| | **358** | **336** |
| | **6.256** | **6.280** |

(4) Nel mese di febbraio 2025 l'importo di €42 milioni è stato svincolato.

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

| | Valore Nominale (€ milioni) | Fair Value (€ milioni) | Classe di rating Moody's | Classe di rating S&P |
|---|---|---|---|---|
| **Titoli emessi da Stati Sovrani** | | | | |
| ***Tasso fisso*** | | | | |
| Italia | 50 | 51 | Baa3 | BBB |
| Stati Uniti d'America | 703 | 693 | Aaa | AA+ |
| Cile | 48 | 47 | A2 | A |
| Francia | 52 | 53 | Aa3 | AA- |
| Svezia | 1 | 1 | Aaa | AAA |
| Corea del Sud | 1 | 1 | Aa2 | AA |
| | **855** | **846** | | |
| **Totale titoli emessi da Stati Sovrani** | **855** | **846** | | |
| | | | | |
| ***Altri titoli*** | | | | |
| **Tasso fisso** | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 2.924 | 2.931 | Da Aaa a Ba2 | Da AAA a BB |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 810 | 811 | Da Aa1 a Baa3 | Da AA+ a BBB- |
| Altri titoli | 44 | 44 | Da A3 a Baa2 | Da A- a BBB |
| | **3.778** | **3.786** | | |
| ***Tasso variabile*** | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 358 | 361 | Da Aa2 a Baa2 | Da AA a BBB |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 674 | 679 | Da Aaa a Baa2 | Da AAA a BBB |
| Altri titoli | 224 | 226 | Da Aa1 a Baa1 | Da AA+ a BBB+ |
| | **1.256** | **1.266** | | |
| **Totale Altri titoli** | **5.034** | **5.052** | | |
| **Totale Attività finanziarie destinate al trading** | **5.889** | **5.898** | | |
| | | | | |
| **Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico** | **358** | **358** | Da Aaa a Baa1 | Da AAA a BBB+ |
| | **6.247** | **6.256** | | |

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) | **31.12.2024** | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Crediti commerciali | 6.289 | 6.939 |
| Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione | 146 | 167 |
| Anticipi al personale | 12 | 10 |
| Acconti a fornitori | 23 | 15 |
| Crediti per attività di disinvestimento | 221 | 37 |
| Crediti verso altri | 3.047 | 1.326 |
| | **9.738** | **8.494** |

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 95 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessione pro soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2025.
I crediti verso altri di €3.047 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalle partecipate (€2.681 milioni) riferibili essenzialmente a Eni International BV (€2.646 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€239 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€88 milioni). I crediti per attività di disinvestimento di €221 milioni si riferiscono essenzialmente a crediti rilevati a seguito di operazioni di cessioni di gruppo.
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €3.049 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 | | |
| **31.12.2024** | | | | | |
| Clientela business | 222 | 1.105 | 46 | 184 | 1.557 |
| Pubbliche Amministrazioni | | 1 | | 214 | 215 |
| Altre controparti | 235 | 21 | | 166 | 422 |
| Imprese controllate | 7.784 | | | | 7.784 |
| **Valore lordo** | **8.241** | **1.127** | **46** | **564** | **9.978** |
| Fondo svalutazione | (1) | (5) | ... | (234) | (240) |
| **Valore netto** | **8.240** | **1.122** | **46** | **330** | **9.738** |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | 0,01 | 0,49 | ... | 45,61 | |
| **31.12.2023** | | | | | |
| Clientela business | 175 | 1.073 | 45 | 273 | 1.566 |
| Pubbliche Amministrazioni | | | | 1 | 1 |
| Altre controparti | 183 | 3 | | 30 | 216 |
| Imprese controllate | 6.841 | | | | 6.841 |
| **Valore lordo** | **7.199** | **1.076** | **45** | **304** | **8.624** |
| Fondo svalutazione | | (34) | (2) | (94) | (130) |
| **Valore netto** | **7.199** | **1.042** | **43** | **210** | **8.494** |
| Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte) | ... | 4,44 | 6,06 | 41,96 | |

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 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 €240 milioni (€130 milioni al 31 dicembre 2023):

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Fondo svalutazione iniziale** | **130** | **315** |
| Accantonamenti su crediti in bonis | 1 | 13 |
| Accantonamenti su crediti in default | 17 | 10 |
| Rilasci su crediti in bonis | (36) | (100) |
| Rilasci su crediti in default | (6) | (108) |
| Altre variazioni | 134 | |
| **Fondo svalutazione finale** | **240** | **130** |

I rilasci del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €42 milioni sono riferiti per €35 milioni alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio a seguito sostanzialmente della riduzione delle esposizioni creditizie per le migliorate condizioni di mercato. Le altre variazioni accolgono la svalutazione di crediti rilevati a fronte di pignoramenti regolati nell'esercizio corrente per i quali erano stati rilevati stanziamenti a fondi rischi e oneri in esercizi precedenti. Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:** | | |
| Accantonamenti netti al fondo svalutazione | (18) | (23) |
| Perdite nette su crediti | (2) | (1) |
| Rilasci per esubero | 39 | 136 |
| | **19** | **112** |

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) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 252 | 360 |
| Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture | 119 | 122 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione | 69 | 55 |
| Prodotti finiti e merci | 1.173 | 1.317 |
| Certificati bianchi | 3 | 2 |
| | **1.616** | **1.856** |

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €252 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€486 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€555 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio e su navi viaggianti (€132 milioni).
Le rimanenze correnti sono esposte al netto del fondo svalutazione di €46 milioni (€159 milioni al 31 dicembre 2023) come di seguito indicato:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti** | **159** | **272** |
| Accantonamenti (utilizzi) | (113) | (113) |
| **Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti** | **46** | **159** |

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.622 milioni (€1.575 milioni al 31 dicembre 2023) sono costituite da 2,9 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi (2,8 milioni di tonnellate al 31 dicembre 2023) a fronte di obblighi di legge.

## 9 Attività e passività per imposte sul reddito

| | 31.12.2024 | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Attività | | Passività | | Attività | | Passività | |
| (€ milioni) | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti |
| IRES | 483 | | | | 265 | | | |
| IRAP | 1 | | | | | | 80 | |
| Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico | | | | | | | 455 | |
| Crediti per istanze di rimborso | | 81 | | | | 100 | | |
| Altre imposte sul reddito | 6 | | 5 | | 7 | | 4 | |
| | **490** | **81** | **5** | | **272** | **100** | **539** | |

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 - Imposte sul reddito.

## 10 Altre attività e passività

| | 31.12.2024 | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Attività | | Passività | | Attività | | Passività | |
| (€ milioni) | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti | Correnti | Non correnti |
| Fair value su strumenti finanziari derivati | **1.520** | **143** | **2.625** | **242** | **4.968** | **316** | **4.007** | **337** |
| Passività da contratti con la clientela | | | **149** | **650** | | | **108** | **687** |
| Attività e Passività relative ad altre imposte: | | | | | | | | |
| *- Accise e Imposte di consumo* | *6* | | *634* | | *10* | | *750* | |
| *- IVA* | *101* | | *198* | | *98* | | *99* | |
| *- Royalty su idrocarburi estratti* | | | *127* | | | | *154* | |
| *- Altre imposte e tasse* | *69* | *3* | *52* | *42* | *80* | *3* | *47* | *7* |
| | **176** | **3** | **1.011** | **42** | **188** | **3** | **1.050** | **7** |
| Altre | **129** | **289** | **37** | **177** | **71** | **335** | **210** | **163** |
| | **1.825** | **435** | **3.822** | **1.111** | **5.227** | **654** | **5.375** | **1.194** |

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 lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per €486 milioni (€469 milioni al 31 dicembre 2023); (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 €55 milioni e €163 milioni (€56 milioni e €218 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli anticipi a breve termine su forniture di gas €52 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2023).
Le altre attività comprendono: (i) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €119 milioni; (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €96 milioni oltre i 12 mesi (€99 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €39 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2023).
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 (€57 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€68 milioni oltre 12 mesi e €17 milioni entro 12 mesi); (iii) debiti non correnti per attività d'investimento per €39 milioni (€52 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) i depositi cauzionali da clienti oltre i 12 mesi per €12 milioni (€24 milioni al 31 dicembre 2023).
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 | Immobilizzazioni in corso e acconti E&P | Altre immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **181** | **2.500** | **155** | **25** | **32** | **339** | **529** | **3.761** |
| Operazioni straordinarie | (9) | | (6) | (2) | | | (3) | (20) |
| Investimenti | 1 | 1 | 28 | 6 | 11 | 265 | 419 | 731 |
| Capitalizzazioni ammortamenti | | | | | | 32 | | 32 |
| Ammortamenti[(a)] | (8) | (246) | (21) | (12) | (11) | | | (298) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | (1) | (85) | (44) | | | (133) | (219) | (482) |
| Radiazioni | | | | | | (2) | | (2) |
| Dismissioni | (5) | (4) | | | | | | (9) |
| Trasferimenti | 14 | 130 | | 1 | | (145) | | - |
| Altre variazioni | 2 | (113) | 36 | 1 | | (4) | 51 | (27) |
| **Valore finale netto** | **175** | **2.183** | **148** | **19** | **32** | **352** | **777** | **3.686** |
| Valore finale lordo | 1.040 | 15.601 | 8.481 | 364 | 636 | 604 | 2.459 | 29.185 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 865 | 13.418 | 8.333 | 345 | 604 | 252 | 1.682 | 25.499 |
| **2023** | | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **492** | **2.900** | **491** | **127** | **37** | **420** | **645** | **5.112** |
| Operazioni straordinarie | (305) | | (329) | (101) | (5) | | (185) | (925) |
| Investimenti | 1 | 1 | 38 | 10 | 9 | 261 | 328 | 648 |
| Capitalizzazioni ammortamenti | | | | | | 32 | | 32 |
| Ammortamenti[(a)] | (8) | (317) | (22) | (11) | (12) | | | (370) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | (2) | (334) | (92) | | | (76) | (212) | (716) |
| Radiazioni | | (2) | | | | (17) | | (19) |
| Dismissioni | | (8) | | | | (1) | | (9) |
| Trasferimenti | 3 | 260 | 34 | | 2 | (261) | (38) | - |
| Altre variazioni | | | 35 | | 1 | (19) | (9) | 8 |
| **Valore finale netto** | **181** | **2.500** | **155** | **25** | **32** | **339** | **529** | **3.761** |
| Valore finale lordo | 1.054 | 16.040 | 8.329 | 366 | 631 | 515 | 2.147 | 29.082 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 873 | 13.540 | 8.174 | 341 | 599 | 176 | 1.618 | 25.321 |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli effetti derivanti dalle operazioni straordinarie di €20 milioni sono riconducibili essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" a Enilive SpA in relazione all'atto stipulato il 20 dicembre 2023, con efficacia 1° gennaio 2024.

Gli investimenti di €731 milioni riguardano: (a) la Refining (€405 milioni) in relazione 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; (b) la Exploration & Production (€267 milioni) in relazione a: (i) ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia 34 ST); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€59 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato principalmente: (i) la Exploration & Production (€219 milioni) essenzialmente a seguito delle revisioni delle riserve. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 5,6%; (ii) la Refining per gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€263 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,3%.

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 altre variazioni 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 (€15 milioni); (ii) il decremento dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€128 milioni); (iii) gli investimenti della Refining per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori per i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (€94 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 - 10 |
| Impianti specifici di distribuzione | 2-12,5 |
| 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 del 3,02% (2,28% al 31 dicembre 2023). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €38 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €77 milioni.

## 12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in 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) | Altre tipologie | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **883** | **372** | **-** | **85** | **89** | **23** | **1.452** |
| Incrementi | | 10 | | 29 | 34 | 179 | 252 |
| Ammortamenti[(a)] | (109) | (50) | | (33) | (52) | (31) | (275) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | 121 | | | | | (12) | 109 |
| Altre variazioni | (15) | (19) | | (25) | (11) | 16 | (54) |
| **Valore finale netto** | **880** | **313** | **-** | **56** | **60** | **175** | **1.484** |
| Valore finale lordo | 1.791 | 586 | - | 148 | 146 | 279 | 2.950 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 911 | 273 | | 92 | 86 | 104 | 1.466 |
| **2023** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **909** | **396** | **170** | **61** | **8** | **110** | **1.654** |
| Operazioni straordinarie | | | (170) | | | (60) | (230) |
| Incrementi | | 32 | | 53 | 126 | 22 | 233 |
| Ammortamenti[(a)] | (103) | (56) | | (29) | (20) | (30) | (238) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | 85 | | | | | (2) | 83 |
| Altre variazioni | (8) | | | | (25) | (17) | (50) |
| **Valore finale netto** | **883** | **372** | **-** | **85** | **89** | **23** | **1.452** |
| Valore finale lordo | 1.807 | 610 | - | 151 | 116 | 173 | 2.857 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 924 | 238 | | 66 | 27 | 150 | 1.405 |

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.484 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €880 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di EniPower SpA. Tale contratto prevede che EniPower SpA produca, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA a fronte della messa a disposizione da parte di quest'ultima dei combustibili necessari e delle indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €313 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle valutazioni effettuate in merito all'esercizio delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €56 milioni ai contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (iv) per €60 milioni ai contratti relativi ai mezzi di perforazione navali drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale media di circa 10 mesi; (v) le altre tipologie (€175 milioni) riguardano essenzialmente i contratti di leasing relativi ai sistemi di storage e apparati TLC.

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 |
|---|---|---|---|
| **2024** | | | |
| **Valore iniziale** | **290** | **1.606** | **1.896** |
| Incrementi | | 247 | 247 |
| Decrementi | (291) | | (291) |
| Altre variazioni | 379 | (398) | (19) |
| **Valore finale** | **378** | **1.455** | **1.833** |
| | | | |
| **2023** | | | |
| **Valore iniziale** | **373** | **1.887** | **2.260** |
| Operazioni straordinarie | (92) | (175) | (267) |
| Incrementi | | 233 | 233 |
| Decrementi | (280) | | (280) |
| Altre variazioni | 289 | (339) | (50) |
| **Valore finale** | **290** | **1.606** | **1.896** |

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 €291 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €87 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €329 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni.

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 (€287 milioni) e dei mezzi navali di perforazione (€78 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Altri ricavi e proventi** | | |
| - proventi da remeasurement | | 4 |
| | | **4** |
| **Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** | | |
| - leasing di breve durata | 3 | 5 |
| - leasing di modico valore | 23 | 19 |
| - oneri da remeasurement | 2 | 4 |
| | **28** | **28** |
| **Ammortamenti** | | |
| - ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing | 275 | 238 |
| a dedurre: | | |
| - capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali | (22) | (28) |
| | **253** | **210** |
| | | |
| **Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing** | **109** | **83** |
| | | |
| **Proventi (oneri) finanziari** | | |
| - differenze di cambio da allineamento su passività per leasing | 8 | |
| - interessi passivi su passività per beni in leasing | (87) | (90) |
| a dedurre: | | |
| - oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali | 2 | 3 |
| | **(77)** | **(87)** |

## 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **8** | **54** | **61** | **128** | **251** | **2** | **253** |
| Operazioni straordinarie | | | | (1) | (1) | | (1) |
| Investimenti | | 27 | 40 | | 67 | | 67 |
| Ammortamenti | | (35) | | (1) | (36) | | (36) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | | | (2) | (115) | (117) | | (117) |
| Dismissioni | | | | (10) | (10) | | (10) |
| Altre variazioni | | 3 | 9 | (1) | 11 | (1) | 10 |
| **Valore finale netto** | **8** | **49** | **108** | | **165** | **1** | **166** |
| Valore finale lordo | 385 | 1.248 | 141 | 210 | 1.984 | 1 | 1.985 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 377 | 1.199 | 33 | 210 | 1.819 | | 1.819 |
| | | | | | | | |
| **2023** | | | | | | | |
| **Valore iniziale netto** | **10** | **55** | **5** | **155** | **225** | **16** | **241** |
| Operazioni straordinarie | | (5) | (4) | (2) | (11) | (14) | (25) |
| Investimenti | | 39 | 38 | | 77 | | 77 |
| Ammortamenti | | (39) | | (19) | (58) | | (58) |
| Riprese di valore (svalutazioni) nette | | | (11) | | (11) | | (11) |
| Dismissioni | (2) | | | (13) | (15) | | (15) |
| Altre variazioni | | 4 | 33 | 7 | 44 | | 44 |
| **Valore finale netto** | **8** | **54** | **61** | **128** | **251** | **2** | **253** |
| Valore finale lordo | 385 | 1.218 | 92 | 222 | 1.918 | 2 | 1.920 |
| Fondo ammortamento e svalutazione | 377 | 1.164 | 31 | 94 | 1.667 | | 1.667 |

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €8 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 €49 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 utilizzazione di processi produttivi di raffineria.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €108 milioni riguardano principalmente attività relative a progetti CCUS.

Le altre attività immateriali relative essenzialmente ai diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€114 milioni) sono state interamente svalutate a seguito delle risultanze dell'impairment effettuato.

## 14 Partecipazioni

| (€ milioni) | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **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 |
| **Valore iniziale** | **58.911** | **1.331** | **102** | **60.344** | **58.626** | **1.085** | **104** | **59.815** |
| Fusioni per incorporazione | | | | | (1.413) | | | (1.413) |
| Acquisizioni e sottoscrizioni | 1.931 | 4 | | 1.935 | 2.983 | 7 | | 2.990 |
| Cessioni e rimborsi | (304) | (393) | | (697) | (40) | | (4) | (44) |
| Conferimenti | 21 | | | 21 | 950 | | | 950 |
| Rettifiche di valore | (1.311) | 539 | | (772) | (2.199) | 206 | | (1.993) |
| Valutazione al fair value con effetti a OCI | | | (1) | (1) | | | 2 | 2 |
| Altre variazioni e riclassifiche | 5 | | | 5 | 4 | 33 | | 37 |
| **Valore finale** | **59.253** | **1.481** | **101** | **60.835** | **58.911** | **1.331** | **102** | **60.344** |
| Valore finale lordo | 76.326 | 1.840 | 101 | 78.267 | 74.663 | 2.228 | 102 | 76.993 |
| Fondo svalutazione | 17.073 | 359 | | 17.432 | 15.752 | 897 | | 16.649 |

Le partecipazioni sono aumentate di €491 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

| (€ milioni) | |
|---|---|
| **Partecipazioni al 31 dicembre 2023** | **60.344** |
| | |
| **Acquisizioni e sottoscrizioni** | **1.935** |
| **- Interventi sul capitale** | **1.927** |
| Eni Marine Services SpA | 628 |
| Versalis SpA | 600 |
| Enilive SpA | 515 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 120 |
| Eni Natural Energies SpA | 40 |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 9 |
| Eni Insurance SpA | 6 |
| Eniquantic SpA | 5 |
| Green Hydrogen Venezia Srl | 3 |
| Altre | 1 |
| | |
| **- Acquisizioni** | **8** |
| Petroven srl | 8 |
| | |
| **Cessioni e Rimborsi** | **(697)** |
| **- Rimborsi di capitale** | **(304)** |
| Export LNG Ltd | (304) |
| | |
| **- Cessioni** | **(393)** |
| Saipem SpA | (393) |
| | |
| **Conferimenti** | **21** |
| Enilive SpA | 20 |
| Versalis SpA | 1 |
| | |
| **Rettifiche di valore** | **(772)** |
| **- Riprese di valore** | **567** |
| Saipem SpA | 539 |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 11 |
| LNG Shipping SpA | 9 |
| Eni España Comercializadora de Gas SAU | 8 |

(segue)

| (€ milioni) | |
|---|---|
| **- Svalutazioni** | **(1.339)** |
| Versalis SpA | (603) |
| Eni Petroleum Co Inc | (399) |
| Export LNG Ltd | (240) |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | (36) |
| Eni Mozambico SpA | (52) |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | (3) |
| EniProgetti SpA | (2) |
| Eni Industrial Evolution SpA (ex Eni West Africa SpA) | (2) |
| Eni Timor Leste SpA | (2) |
| | |
| **Valutazione al fair value con effetti a OCI** | **(1)** |
| Altre minori | (1) |
| | |
| **Altre variazioni e riclassifiche** | **5** |
| **- Altre variazioni** | **5** |
| Versalis SpA | 2 |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 2 |
| Enilive SpA | 1 |
| | |
| **Partecipazioni al 31 dicembre 2024** | **60.835** |

I rimborsi di capitale riguardano la partecipazione Export LNG Ltd e sono relativi al rimborso di quote di capitale eccedenti rispetto alle esigenze finanziarie della società.

Le cessioni riguardano la cessione di circa il 10% del capitale sociale di Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto ad investitori istituzionali (€1,970 per azione), per un controvalore totale pari a €393 milioni regolata in data 14 giugno 2024.

I conferimenti riguardano essenzialmente il conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" a Enilive SpA in relazione all'atto stipulato il 20 dicembre 2023, con efficacia 1° gennaio 2024.

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 % posseduta al 31.12.2024 | Saldo netto al 31.12.2023 | Saldo netto al 31.12.2024 A | Valore di patrimonio netto B | Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A |
|---|---|---|---|---|---|
| **Partecipazioni in:** | | | | | |
| **Imprese controllate** | | | | | |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 100,000 | 5 | 11 | 6 | (5) |
| Ecofuel SpA | 100,000 | 48 | 48 | 235 | 187 |
| Eni Corporate University SpA | 100,000 | 3 | 4 | 4 | |
| Eni España Comercializadora De Gas SAU | 100,000 | 48 | 56 | 79 | 23 |
| Eni Gas Transport Services Srl | 100,000 | ... | ... | ... | |
| Eni Global Energy Markets SpA | 100,000 | 655 | 655 | 517 | (138) |
| Eni Industrial Evolution SpA (ex Eni West Africa SpA) | 100,000 | 3 | 1 | 1 | |
| Eni Insurance DAC | 100,000 | 500 | 500 | 705 | 205 |
| Eni Insurance SpA | 100,000 | | 6 | 6 | |
| Eni International BV | 100,000 | 42.445 | 42.445 | 44.385 | 1.940 |
| Eni International Resources Ltd | 99,998 | 2 | 2 | 9 | 7 |
| Eni Investments Plc | 99,999 | 4.662 | 4.662 | 3.544 | (1.118) |
| Eni Marine Services SpA | 100,000 | | 628 | 2.621 | 1.993 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 100,000 | 427 | 511 | 56 | (455) |
| Eni Mozambico SpA | 100,000 | 73 | 21 | (25) | (46) |
| Eni Natural Energies SpA | 100,000 | 154 | 194 | 166 | (28) |
| Eni Petroleum Co Inc | 60,060 | 1.631 | 1.232 | 996 | (236) |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 92,422 | 4.881 | 4.894 | 5.922 | 1.028 |
| Eni Rewind SpA | 99,999 | | | 613 | 613 |
| Eni Timor Leste SpA | 100,000 | 3 | 1 | 1 | |
| Eni Trade & Biofuels SpA | 100,000 | 207 | 207 | 283 | 76 |
| Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione | 100,000 | | | 3 | 3 |
| Enilive SpA | 100,000 | 1.559 | 2.095 | 2.222 | 127 |
| EniPower SpA | 51,000 | 320 | 320 | 437 | 117 |
| EniProgetti SpA | 100,000 | 24 | 22 | 57 | 35 |
| Eniquantic SpA | 94,000 | | 5 | 5 | |
| EniServizi SpA | 100,000 | 17 | 17 | 16 | (1) |
| Eniverse Ventures Srl | 100,000 | 21 | 21 | 10 | (11) |
| Export LNG Ltd | 100,000 | 566 | 22 | 22 | |
| Floaters SpA | 100,000 | 372 | 372 | 327 | (45) |
| Ieoc SpA | 100,000 | 3 | 2 | 2 | |
| LNG Shipping SpA | 100,000 | 232 | 241 | 230 | (11) |
| Petroven Srl | 100,000 | | 8 | 10 | 2 |
| Servizi Aerei SpA | 100,000 | 47 | 47 | 50 | 3 |
| Società Petrolifera Italiana SpA | 99,964 | 3 | 3 | 3 | |
| Versalis SpA | 100,000 | | | (338) | (338) |
| **Totale imprese controllate** | | **58.911** | **59.253** | | |

(segue)

| (€ milioni) | Quota % posseduta al 31.12.2024 | Saldo netto al 31.12.2023 | Saldo netto al 31.12.2024 A | Valore di patrimonio netto B | Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A |
|---|---|---|---|---|---|
| **Imprese collegate e joint venture** | | | | | |
| Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl | 25,000 | | | ... | |
| Green Hydrogen Venezia Srl | 50,000 | | 3 | 3 | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 35,714 | 354 | 355 | 382 | 27 |
| Norpipe Terminal HoldCo Ltd | 14,201 | 1 | 1 | 9 | 8 |
| Saipem SpA | 21,193 | 915 | 1.061 | 528 | (533) |
| SeaCorridor Srl | 50,100 | 33 | 33 | 485 | 452 |
| Seram SpA | 25,000 | ... | ... | 2 | |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA | 70,000 | 28 | 28 | 18 | (10) |
| South Italy Green Hydrogen Srl | 50,000 | ... | ... | ... | |
| **Totale imprese collegate e joint venture** | | **1.331** | **1.481** | | |
| | | **60.242** | **60.734** | | |

Con riferimento alla partecipazione Eni Plenitude SpA Società Benefit, la quota di possesso (92,4%) si decrementa rispetto al 31 dicembre 2023 (100%) a seguito dell'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) di marzo 2024 che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €588 milioni pari al 7,6% del capitale sociale della Società.

Le svalutazioni delle partecipazioni del settore Exploration & Production sono state operate a seguito dell'effetto combinato dell'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, della revisione di stima delle riserve e dei maggiori costi d'esercizio. 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 5,7% e il 10,9%.

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 al netto dei costi di dismissione, 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, tra l'altro:

- 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 5,8%;
- LNG Shipping SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle navi un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,9%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 30 dicembre 2024.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto Intermodale Ravenna SpA (€6 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni) e la partecipazione del 1,26% nella Interporto di Padova SpA (€1 milione).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

## 15 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di €21.908 milioni si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2024 Correnti | 31.12.2024 Non correnti | 31.12.2023 Correnti | 31.12.2023 Non correnti |
|---|---|---|---|---|
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa | | 42 | 1.970 | 15.608 |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 6.041 | 15.825 | 4.242 | |
| | **6.041** | **15.867** | **6.212** | **15.608** |

Dal 1° gennaio 2024, i finanziamenti a lungo termine concessi alle partecipate, caratterizzati da durata e interessi espliciti, sono stati riclassificati come crediti finanziari non strumentali; pertanto, i crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i crediti a breve termine per rapporti di conto corrente con le società del Gruppo e i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, verso le società del Gruppo. Per maggiori dettagli si rimanda al "Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA" della presente Relazione.

Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2024 prevedono, per tali crediti finanziari, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni, il margine operativo per la remunerazione dell'attività svolta e il rischio Paese in cui sono svolte le operations della controparte.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €13.899 milioni.

I crediti finanziari con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €328 milioni (€757 milioni al 31 dicembre 2023).

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.

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 e passività per imposte differite

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Imposte sul reddito anticipate IRES | 3.319 | 2.366 |
| Imposte sul reddito differite IRES | (69) | (438) |
| | | |
| Imposte sul reddito anticipate IRAP | 70 | |
| Imposte sul reddito differite IRAP | (2) | |
| | | |
| Imposte sul reddito anticipate estere | 5 | 6 |
| Imposte sul reddito differite estere | (4) | (5) |
| **Totale Eni SpA** | **3.319** | **1.929** |
| **Imposte anticipate (differite) società in joint operation** | **89** | **89** |
| **Attività per imposte anticipate** | **3.408** | **2.018** |
| | | |
| Imposte sul reddito differite IRAP | | (60) |
| **Passività per imposte differite** | | **(60)** |

Le imposte anticipate nette di €3.408 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri delle società facenti parti del consolidato fiscale nazionale, basate sulle previsioni del piano quadriennale e di long-term coerenti con i processi di impairment.

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite è la seguente:

| (€ milioni) | Valore al 31.12.2023 | Incrementi | Decrementi | Altre variazioni | Valore al 31.12.2024 |
|---|---|---|---|---|---|
| Imposte differite lorde: | | | | | |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | (18) | | 5 | | (13) |
| - differenze su derivati | (352) | | | 352 | |
| - altre | (133) | (44) | 117 | (2) | (62) |
| | **(503)** | **(44)** | **122** | **350** | **(75)** |
| Imposte anticipate lorde: | | | | | |
| - differenze su derivati | | | | 281 | 281 |
| - fondi per rischi ed oneri | 1.581 | 212 | (284) | | 1.509 |
| - svalutazione su beni diversi da partecipazioni | 1.043 | 172 | (146) | | 1.069 |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | 226 | 8 | (46) | | 188 |
| - svalutazione crediti | 35 | | (14) | | 21 |
| - fondi per benefici ai dipendenti | 94 | 18 | (20) | | 92 |
| - perdita fiscale | 1.891 | | (433) | | 1.458 |
| - altre | 86 | 8 | (7) | | 87 |
| | **4.956** | **418** | **(950)** | **281** | **4.705** |
| - valutazione anticipate | (2.584) | 1.273 | | | (1.311) |
| | **2.372** | **1.691** | **(950)** | **281** | **3.394** |
| **Totale Eni SpA** | **1.869** | **1.647** | **(828)** | **631** | **3.319** |
| Imposte anticipate joint operation | 96 | | | | 96 |
| Imposte differite joint operation | (7) | | | | (7) |
| **Totale joint operation** | **89** | | | | **89** |
| **Totale attività per imposte anticipate e passività per imposte differite** | **1.958** | **1.647** | **(828)** | **631** | **3.408** |

## 17 Debiti commerciali e altri debiti

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Debiti commerciali | 7.011 | 7.033 |
| Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione | 48 | 49 |
| Debiti per attività di investimento | 249 | 255 |
| Debiti verso altri | 490 | 499 |
| | **7.798** | **7.836** |

I debiti commerciali di €7.011 milioni riguardano essenzialmente i debiti della linea di business Global Gas & LNG Portfolio e Power di €4.127 milioni (€3.523 milioni al 31 dicembre 2023) e della linea di business Refining di €2.103 milioni (€2.639 milioni al 31 dicembre 2023).
I debiti per attività di investimento di €249 milioni riguardano essenzialmente i debiti per investimenti relativi ad asset della linea di business Exploration & Production (€230 milioni).
I debiti verso altri di €490 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€160 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€28 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:

| | 31.12.2024 | | | | 31.12.2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **Passività finanziarie a breve termine** | **Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine** | **Passività finanziarie a lungo termine** | **Totale** | Passività finanziarie a breve termine | Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine | Passività finanziarie a lungo termine | **Totale** |
| Banche | 2.931 | 268 | 896 | **4.095** | 2.373 | 568 | 965 | **3.906** |
| Obbligazioni ordinarie | | 2.691 | 19.258 | **21.949** | | 1.952 | 19.159 | **21.111** |
| Obbligazioni convertibili | | 9 | 928 | **937** | | 9 | 917 | **926** |
| Altri finanziatori | 20.786 | | 3 | **20.789** | 21.385 | | 3 | **21.388** |
| | **23.717** | **2.968** | **21.085** | **47.770** | **23.758** | **2.529** | **21.044** | **47.331** |

Al 31 dicembre 2024 le passività finanziarie con banche comprendono: (i) i contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità per €300 milioni; (ii) commercial paper per €2.769 milioni (€2.277 milioni al 31 dicembre 2023).
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 2024 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €613 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2024 è di seguito indicata:

| (€ milioni) | Importo nominale | Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche[a] | Totale | Valuta | Scadenza | Tasso % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Obbligazioni ordinarie:** | | | | | | |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.250 | 23 | 1.273 | EUR | 2033 | 4,250 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.200 | 14 | 1.214 | EUR | 2025 | 3,750 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 60 | 1.060 | EUR | 2029 | 3,625 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 26 | 1.026 | EUR | 2034 | 3,875 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 13 | 1.013 | EUR | 2026 | 1,500 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 11 | 1.011 | EUR | 2031 | 2,000 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 5 | 1.005 | EUR | 2026 | 1,250 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 1.000 | 4 | 1.004 | EUR | 2030 | 0,625 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 800 | 4 | 804 | EUR | 2028 | 1,625 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 750 | 9 | 759 | EUR | 2027 | 1,500 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 750 | (3) | 747 | EUR | 2034 | 1,000 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 722 | 9 | 731 | USD | 2027 | variabile |
| *- Euro Medium Term Notes* | 650 | 5 | 655 | EUR | 2025 | 1,000 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 600 | (1) | 599 | EUR | 2028 | 1,125 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 500 | 4 | 504 | EUR | 2025 | 1,275 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 100 | 4 | 104 | EUR | 2028 | 5,441 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 75 | 1 | 76 | EUR | 2043 | 3,875 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 70 | 1 | 71 | EUR | 2032 | 4,000 |
| *- Euro Medium Term Notes* | 50 | 1 | 51 | EUR | 2031 | 4,800 |
| *- Bond US* | 1.202 | (20) | 1.182 | USD | 2054 | 5,950 |
| *- Bond US* | 962 | 8 | 970 | USD | 2028 | 4,750 |
| *- Bond US* | 962 | 2 | 964 | USD | 2029 | 4,250 |
| *- Bond US* | 962 | (3) | 959 | USD | 2034 | 5,500 |
| *- Bond US* | 337 | 1 | 338 | USD | 2040 | 5,700 |
| | **17.942** | **178** | **18.120** | | | |
| | | | | | | |
| *- Retail - sustainability-linked* | 2.000 | 64 | 2.064 | EUR | 2028 | 4,300 |
| *- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked* | 1.000 | | 1.000 | EUR | 2028 | 0,375 |
| *- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked* | 750 | 15 | 765 | EUR | 2027 | 3,625 |
| | **3.750** | **79** | **3.829** | | | |
| | **21.692** | **257** | **21.949** | | | |

(a) Includono le variazioni di fair value in relazione al fair value hedge accounting dell'oggetto coperto.

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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi hanno un valore nominale di €4.350 milioni. Nel corso del 2024 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €3.164 milioni.

Oltre ai contratti di finanziamento sustainability-linked di cui sopra, Eni ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

| (€ milioni) | Importo nominale | Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche | Totale | Valuta | Scadenza | Tasso % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Obbligazioni convertibili:** | | | | | | |
| Bond convertibile senior unsecured sustainability-linked | 1.000 | 16 | **1.016** | EUR | 2030 | 2,950 |
| *di cui componente passività finanziarie* | *920* | *17* | **937** | | | |
| *di cui componente equity* | *80* | *(1)* | **79** | | | |

Il prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni, convertibile in azioni ordinarie Eni, è collegato al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il prezzo di conversione è di €17,5513.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €20.789 milioni si riferiscono essenzialmente ai rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2024 prevedono, per i conti correnti e i depositi intercompany, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni e il margine operativo per l'attività di tesoreria accentrata svolta.

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:

| | **31.12.2024** | | 31.12.2023 | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** | **Tasso medio (%)** | Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | Tasso medio (%) |
| Euro | 18.907 | 2,43 | 19.846 | 2,34 |
| Dollaro USA | 5.146 | 5,74 | 3.727 | 5,76 |
| | **24.053** | | **23.573** | |

Al 31 dicembre 2024, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €9.000 milioni (€9.000 milioni al 31 dicembre 2023) non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

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 €22.734 milioni e si analizza come segue:

| (€ milioni) | **31.12.2024** | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Obbligazioni ordinarie | 16.993 | 16.805 |
| Obbligazioni sustainability-linked | 3.647 | 3.840 |
| Obbligazioni convertibili | 973 | 1.061 |
| Banche | 1.118 | 1.469 |
| Altri finanziatori | 3 | 1 |
| | **22.734** | **23.176** |

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 il 2,44% e il 2,70% (tra il 1,86% e il 4,01% al 31 dicembre 2023) e per il dollaro USA compresi tra il 4,32% e il 4,43% (tra il 3,45% e il 5,74% al 31 dicembre 2023). 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 finanziare 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 |
|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **23.758** | **23.573** | **1.896** | **49.227** |
| Variazioni monetarie | (628) | 145 | (291) | (774) |
| Differenze cambio da conversione e da allineamento | 529 | 138 | 8 | 675 |
| Altre variazioni non monetarie | 58 | 197 | 220 | 475 |
| **Valore al 31.12.2024** | **23.717** | **24.053** | **1.833** | **49.603** |

Le altre variazioni non monetarie comprendono per €247 milioni gli incrementi delle passività per leasing connessi alle nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti e per €98 milioni debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

## 20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

| (€ milioni) | **31.12.2024** | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| A. Disponibilità liquide | 490 | 855 |
| B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide | 4.652 | 6.264 |
| C. Altre attività finanziarie correnti | 12.297 | 10.522 |
| **D. Liquidità (A+B+C)** | **17.439** | **17.641** |
| E. Debito finanziario corrente | 26.417 | 25.719 |
| *- di cui debito finanziario corrente verso società del gruppo* | *20.662* | *21.377* |
| F. Quota corrente del debito finanziario non corrente | 646 | 858 |
| **G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)** | **27.063** | **26.577** |
| **H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)** | **9.624** | **8.936** |
| I. Debito finanziario non corrente | 2.354 | 2.574 |
| J. Strumenti di debito | 20.144 | 20.076 |
| K. Debiti commerciali e altri debiti | | |
| **L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)** | **22.498** | **22.650** |
| **M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)** | **32.122** | **31.586** |

L'indebitamento finanziario netto non comprende €15.825 milioni di crediti finanziari non strumentali all'attività operativa.
Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €54 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.
Gli strumenti di debito comprendono il fair value attivo dei contratti derivati FVH interest rate swap a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso per €42 milioni.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €378 milioni e €1.455 milioni (rispettivamente €290 milioni e €1.606 milioni al 31 dicembre 2023).

## 21 Fondi per rischi e oneri

| (€ milioni) | Fondo smantellamento e ripristino siti e social project | Fondo rischi e oneri ambientali | Fondo rischi per contenziosi | Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA | Altri fondi per rischi ed oneri | **Totale** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Valore al 31.12.2023** | **3.467** | **963** | **277** | **152** | **782** | **5.641** |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo | 69 | (20) | | | | **49** |
| Accantonamenti | 136 | 373 | 13 | 5 | 192 | **719** |
| Utilizzi a fronte oneri | (257) | (286) | (6) | | (114) | **(663)** |
| Utilizzi per esuberanza | (75) | (15) | (14) | | (89) | **(193)** |
| Altre variazioni | (114) | | (117) | | (21) | **(252)** |
| **Valore al 31.12.2024** | **3.226** | **1.015** | **153** | **157** | **750** | **5.301** |

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.226 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 (€2.460 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,13% e il 2,59%; il periodo previsto degli esborsi è 2025-2080; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€368 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€398 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €1.015 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 (€527 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€129 milioni), negli impianti di raffinazione (€98 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€74 milioni), nelle stazioni di servizio (€44 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 (€89 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€54 milioni).
Il fondo rischi per contenziosi di €153 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 €157 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 €750 milioni comprendono: (i) il fondo per contratti onerosi (€91 milioni) relativamente agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso; (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€74 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€35 milioni); (iv) 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 (€14 milioni).

## 22 Fondi per benefici ai dipendenti

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| **Piani a benefici definiti:** | | |
| - TFR | 72 | 75 |
| - Piani esteri a benefici definiti | 1 | 2 |
| - Fisde e altri | 70 | 73 |
| | **143** | **150** |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti | 176 | 186 |
| | **319** | **336** |

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 €176 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €101 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:

| | 2024 | | | | | | 2023 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 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 |
| **Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio** | **75** | **24** | **73** | **172** | **186** | **358** | **102** | **23** | **72** | **197** | **166** | **363** |
| Costo corrente | | 1 | 1 | **2** | 36 | **38** | | 1 | 1 | **2** | 31 | **33** |
| Interessi passivi | 2 | 1 | 2 | **5** | 6 | **11** | 3 | 1 | 2 | **6** | 5 | **11** |
| Rivalutazioni: | | 1 | (1) | | 7 | **7** | 2 | | 1 | **3** | 1 | **4** |
| *- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie* | | | | | *3* | **3** | *1* | | *2* | **3** | | **3** |
| *- effetto dell'esperienza passata* | | *1* | *(1)* | | *4* | ***4*** | *1* | | *(1)* | | *1* | ***1*** |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzioni | | | | | | | 2 | | 3 | **5** | 66 | **71** |
| Benefici pagati | (5) | (1) | (5) | **(11)** | (59) | **(70)** | (23) | (1) | (5) | **(29)** | (52) | **(81)** |
| Altre variazioni | | | | | | | (11) | | (1) | **(12)** | (31) | **(43)** |
| **Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)** | **72** | **26** | **70** | **168** | **176** | **344** | **75** | **24** | **73** | **172** | **186** | **358** |
| **Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio** | | **24** | | **24** | | **24** | | **23** | | **23** | | **23** |
| 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*** |
| **Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)** | | **27** | | **27** | | **27** | | **24** | | **24** | | **24** |
| **Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio** | | **2** | | **2** | | **2** | | **1** | | **1** | | **1** |
| Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa | | | | | | | | 1 | | **1** | | **1** |
| **Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** | | **2** |
| **Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)** | **72** | **1** | **70** | **143** | **176** | **319** | **75** | **2** | **73** | **150** | **186** | **336** |

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** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | | |
| Costo corrente | | 1 | 1 | **2** | 36 | **38** |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | | |
| *- Interessi passivi sull'obbligazione* | *2* | *1* | *2* | ***5*** | *6* | ***11*** |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | 2 | 1 | 2 | **5** | 6 | **11** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *2* | *1* | *2* | ***5*** | | ***5*** |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | | 7 | **7** |
| **Totale** | **2** | **2** | **3** | **7** | **49** | **56** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | | *1* | *1* | ***2*** | *49* | ***51*** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *2* | *1* | *2* | ***5*** | | **5** |
| **2023** | | | | | | |
| Costo corrente | | 1 | 1 | **2** | 31 | **33** |
| Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione | 2 | | 3 | **5** | 66 | **71** |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | | |
| *- Interessi passivi sull'obbligazione* | *3* | *1* | *2* | **6** | *5* | **11** |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | *3* | *1* | 2 | **6** | 5 | **11** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *3* | *1* | *2* | ***6*** | | ***6*** |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | | 1 | **1** |
| **Totale** | **5** | **2** | **6** | **13** | **103** | **116** |
| *- di cui rilevato nel "Costo lavoro"* | *2* | *1* | *4* | *7* | *103* | ***110*** |
| *- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"* | *3* | *1* | *2* | *6* | | **6** |

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

| | **2024** | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **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 |
| **Rivalutazioni:** | | | | | | | | |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | | | | | 1 | | 2 | **3** |
| - Effetto dell'esperienza passata | | 1 | (1) | | 1 | | (1) | |
| - Rendimento delle attività a servizio del piano | | (2) | | **(2)** | | | | |
| - Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa | | | | | | 1 | | **1** |
| | | **(1)** | **(1)** | **(2)** | **2** | **1** | **1** | **4** |

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Attività a servizio del piano: | | |
| - con prezzi quotati in mercati attivi | 27 | 24 |
| | **27** | **24** |

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

| | | TFR | Piani esteri a benefici definiti | FISDE e altri | Altri fondi per benefici ai dipendenti |
|---|---|---|---|---|---|
| **2024** | | | | | |
| Tassi di sconto | (%) | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 2,8 -3,1 |
| Tasso di inflazione | (%) | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni | | | 24 | |
| | | | | | |
| **2023** | | | | | |
| Tassi di sconto | (%) | 3,1 | 3,2 | 3,1 | 3,1 -3,3 |
| Tasso di inflazione | (%) | 2 | 1,9 | 2 | 2 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni | | | 24 | |

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio non sono significativi.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €77 milioni, di cui €15 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 |
|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2024** | | | | | |
| 2025 | | 10 | ... | 5 | 62 |
| 2026 | | 8 | ... | 4 | 57 |
| 2027 | | 8 | ... | 4 | 51 |
| 2028 | | 9 | ... | 4 | 5 |
| 2029 | | 9 | ... | 4 | 1 |
| Oltre il 2029 | | 28 | ... | 49 | |
| | | | | | |
| **Durata media ponderata** | anni | **5,3** | **7,1** | **12,0** | **2,7** |
| **31.12.2023** | | | | | |
| 2024 | | 7 | ... | 5 | 60 |
| 2025 | | 7 | ... | 5 | 58 |
| 2026 | | 7 | ... | 4 | 52 |
| 2027 | | 8 | ... | 4 | 15 |
| 2028 | | 9 | ... | 4 | 5 |
| Oltre il 2028 | | 37 | ... | 51 | 8 |
| | | | | | |
| **Durata media ponderata** | anni | **6,0** | **10,0** | **11,6** | **2,9** |

## 23 Strumenti finanziari derivati e Hedge Accounting

| (€ milioni) | 31.12.2024 Fair value attivo | 31.12.2024 Fair value passivo | 31.12.2023 Fair value attivo | 31.12.2023 Fair value passivo |
|---|---|---|---|---|
| **Contratti derivati non di copertura** | | | | |
| *Contratti su valute* | | | | |
| - Currency swap | | 34 | 71 | 178 |
| - Outright | 9 | 48 | 12 | 2 |
| - Interest currency swap | 256 | 125 | | 84 |
| | **265** | **207** | **83** | **264** |
| *Contratti su interessi* | | | | |
| - Interest rate swap | 14 | 18 | 44 | 34 |
| | **14** | **18** | **44** | **34** |
| *Contratti su merci* | | | | |
| - Over the counter | 1.299 | 1.639 | 4.054 | 3.966 |
| - Future | | 1 | 1 | 7 |
| - Opzioni vendute | | 117 | | |
| - Opzioni acquistate | | | 31 | 32 |
| - Altri | | 8 | 11 | |
| | **1.299** | **1.765** | **4.097** | **4.005** |
| | **1.578** | **1.990** | **4.224** | **4.303** |
| **Contratti derivati cash flow hedge** | | | | |
| *Contratti su merci* | | | | |
| - Over the counter | 43 | 877 | 1.060 | 41 |
| | **43** | **877** | **1.060** | **41** |
| **Contratti derivati fair value hedge** | | | | |
| Contratti su interessi | | | | |
| - Interest rate swap | 42 | | | |
| | **42** | | | |
| **Totale contratti derivati** | **1.663** | **2.867** | **5.284** | **4.344** |
| Di cui: | | | | |
| - correnti | 1.520 | 2.625 | 4.968 | 4.007 |
| - non correnti | 143 | 242 | 316 | 337 |

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 attivo comprende, per €1 milione, interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

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) | 31.12.2024 Valore nominale dello strumento di copertura | 31.12.2024 Variazione fair value efficace | 31.12.2024 Variazione fair value inefficace | 31.12.2023 Valore nominale dello strumento di copertura | 31.12.2023 Variazione fair value efficace | 31.12.2023 Variazione fair value inefficace |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Contratti derivati cash flow hedge** | | | | | | |
| *Contratti su merci* | | | | | | |
| - Over the counter | 5.531 | (1.113) | 7 | 3.017 | 1.921 | 191 |
| | **5.531** | **(1.113)** | **7** | **3.017** | ***1.921*** | ***191*** |
| **Contratti derivati fair value hedge** | | | | | | |
| *Contratti su interessi* | | | | | | |
| - Interest rate swap | 1.981 | 42 | 1 | | | |
| | **1.981** | **42** | **1** | | | |

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge e fair value hedge:

| (€ milioni) | 31.12.2024 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | 31.12.2024 Riserva cash flow hedge | 31.12.2024 Rigiro a conto economico | 31.12.2023 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture | 31.12.2023 Riserva cash flow hedge | 31.12.2023 Rigiro a conto economico |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Cash flow hedge** | | | | | | |
| Rischio prezzo commodity | | | | | | |
| - vendite programmate | **1.113** | **(970)** | **1.072** | **(1.921)** | **1.216** | **2.138** |

| (€ milioni) | 31.12.2024 Valore contabile dell'oggetto coperto | 31.12.2024 Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto | 31.12.2024 Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture | 31.12.2023 Valore contabile dell'oggetto coperto | 31.12.2023 Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto | 31.12.2023 Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Fair value hedge** | | | | | | |
| Rischio tasso di interesse | | | | | | |
| - passività finanziarie | **2.066** | **44** | **44** | | | |

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.

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, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni attuate 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 n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti derivati di copertura fair value hedge su interessi si riferiscono a contratti derivati interest rate swap con l'obiettivo di trasformare parte del valore nominale di passività finanziarie, esistenti o di nuova emissione, da tasso fisso a variabile fino alla loro scadenza.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.077 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 €133 milioni nel corso del 2024) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.273 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

## EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura | (199) | 514 |
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 7 | 191 |
| | **(192)** | **705** |

Gli altri oneri operativi netti di €192 milioni (proventi operativi netti di €705 milioni nel 2023) 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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Strumenti finanziari derivati su valute | 314 | (60) |
| Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | (27) | 18 |
| | **287** | **(42)** |

I proventi (oneri) 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 su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

## 24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a siti dismessi della linea Refining.

## 25 Patrimonio netto

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Riserva legale | 959 | 959 |
| Azioni proprie acquistate | (2.883) | (2.333) |
| Riserva azioni proprie in portafoglio | 2.883 | 2.333 |
| Altre riserve di capitale: | 5.668 | 7.968 |
| *Riserve di rivalutazione:* | *5.227* | *7.527* |
| *- 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* | *5.139* | *5.139* |
| *- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc* | | *2.300* |
| *- Legge n. 448/2001* | *43* | *43* |
| *Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993* | *378* | *378* |
| *Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986* | *63* | *63* |

(segue)

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (689) | 864 |
| Riserva fair value partecipazioni minoritarie | (7) | (6) |
| Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (33) | (35) |
| Riserva IFRS 10 e 11 | (104) | (106) |
| Altre riserve: | 29.517 | 29.098 |
| *Riserve di utili :* | 29.397 | 28.986 |
| *- Riserva disponibile* | *28.030* | *27.619* |
| *- Riserva da avanzo di fusione* | *861* | *861* |
| *- 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* |
| *Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario* | *40* | *33* |
| *Riserva piano azionariato diffuso* | *1* | |
| Componente equity prestito obbligazionario convertibile | 79 | 79 |
| Obbligazioni subordinate perpetue | 5.000 | 5.000 |
| Utile dell'esercizio | 6.419 | 3.272 |
| | **50.735** | **51.019** |

## Capitale sociale

Al 31 dicembre 2024, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) ed è rappresentato da n. 3.284.490.525 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.375.937.893 azioni ordinarie al 31 dicembre 2023). La distribuzione per azionariato è articolata come segue: (i) n. 65.586.402 azioni, pari al 2%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 28,5%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 203.137.967 azioni, pari al 6,18%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.079.586.678 azioni, pari 63,32% 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 2024, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.883 milioni (€2.333 milioni al 31 dicembre 2023), e sono rappresentate da n. 203.137.967 azioni ordinarie. Nell'esercizio 2024, sono state acquistate n. 142.480.744 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.003 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2023 e dell'esecuzione del programma 2024 da €2 miliardi completato all'80% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Nel corso dell'esercizio sono state cancellate n. 91.447.368 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.375 milioni, sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.908.045 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020 e sono state assegnate a titolo gratuito ai dipendenti Eni n. 3.102.700 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024.

## Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.883 milioni (€2.333 milioni al 31 dicembre 2023) è a fronte del valore di iscrizione n. 203.137.967 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2024 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 €5.668 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €5.227 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. Tali riserve derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. Il CdA di Eni, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ha approvato; (i) nella seduta del 4 aprile 2024, la distribuzione la quarta tranche del dividendo 2023 (€0,23 per azione pari a €735 milioni) utilizzando, allo scopo, la riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea del 10 maggio 2023, (ii) nelle sedute del 25 luglio 2024 e del 24 ottobre 2024, rispettivamente, la prima tranche del dividendo 2024 (€0,25 per azione pari a €786 milioni) e la seconda tranche del dividendo 2024 (€0,25 per azione pari a €779 milioni) utilizzando, allo scopo, la riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea del 15 maggio 2024, per la restante quota della quarta tranche (€1 milioni) è stata utilizzata la riserva disponibile;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. 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" e successivamente nella riserva da cui ha avuto origine a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015;
- 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 per gli 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 negativa di €689 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

| | Derivati di copertura Cash flow hedge | | |
|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Riserva lorda | Effetto fiscale | Riserva netta |
| **Riserva al 31 dicembre 2023** | **1.216** | **(352)** | **864** |
| Variazione dell'esercizio | (1.113) | 322 | (791) |
| Rigiro a conto economico | (1.072) | 311 | (761) |
| Rigiro a rettifica rimanenze | (1) | | (1) |
| **Riserva al 31 dicembre 2024** | **(970)** | **281** | **(689)** |

## 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 €33 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dei principi contabili internazionali sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. 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 €104 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 consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo ScpA e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore della partecipazione classificata 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 €29.517 milioni riguardano:

le riserve di utili per €29.397 milioni:

- riserva disponibile: €28.030 milioni, si incrementa di €411 milioni per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2023 (€3.270 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 15 maggio 2024. La riserva, inoltre, si decrementa principalmente per effetto: (i) 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 (€2.003 milioni); (ii) della distribuzione agli azionisti della terza tranche del divi-

dendo dell'esercizio 2024 di €0,24 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 15 febbraio 2024 (€766 milioni);

- riserva da avanzo di fusione: €861 milioni. La riserva accoglie l'avanzo di fusione derivante dalle incorporazioni di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, con effetto dal 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni), ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni) e Eni Finance International SA (€225 milioni) con effetto dal 21 dicembre 2023. Nel luglio 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie" e successivamente ricostruita a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. 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 complessivamente a €0,785 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, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario: €40 milioni. Accoglie gli effetti dei Piani di Incentivazione di Lungo Termine azionario rilevati in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€21 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€19 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.
La riserva piano di azionariato diffuso: €1 milione. Accoglie gli effetti del piano di azionariato a favore dei dipendenti in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 15 maggio 2024.
Componente equity prestito obbligazionario convertibile: €79 milioni. Accoglie gli effetti della componente equity del prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 18 - Passività finanziarie.

## 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[5]; (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 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

(5) A gennaio 2025 Eni, ha riacquistato per cassa, e successivamente cancellato parte di tale prestito obbligazionario ibrido perpetuo contestualmente all'emissione di nuove obbligazioni subordinate ibride perpetue denominate in euro e destinate a investitori istituzionali per un ammontare complessivo pari a €1,5 miliardi.

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 diponibile per la distribuzione ai soci |
|---|---|---|---|
| **Capitale sociale** | **4.005** | | |
| **Riserva legale** | **959** | B | |
| **Riserve di capitale** | **5.668** | | **5.668** |
| 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* | 5.139 | A,B,C | 5.139 |
| 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 |
| **Altre riserve** | **28.684** | | |
| ***Riserve di utili:*** | ***29.397*** | | ***29.397*** |
| - Riserva disponibile | 28.030 | A,B,C | 28.030 |
| - Riserva da avanzo di fusione | 861 | A,B,C | 861 |
| - 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 | 40 | B | |
| Riserva piano azionariato diffuso | 1 | B | |
| Componente equity prestito obbligazionario convertibile | 79 | B | |
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (689) | B | |
| Riserva fair value partecipazioni minoritarie | (7) | | |
| Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | (33) | | |
| Riserva IFRS 10 e 11 | (104) | - | |
| **Riserva azioni proprie in portafoglio** | **(2.883)** | **-** | |
| **Azioni proprie acquistate** | **2.883** | **-** | |
| **Obbligazioni subordinate perpetue** | **5.000** | **-** | |
| **Utile dell'esercizio** | **6.419** | | |
| | **50.735** | | |

A) Disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per ditribuzione 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 €0,57 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,49 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €32,1 miliardi.

# 26 Garanzie, impegni e rischi

## GARANZIE

Le garanzie di 105.399 milioni (€95.139 milioni al 31 dicembre 2023) si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Imprese controllate | 100.226 | 90.043 |
| Imprese collegate e joint venture | 3.798 | 3.602 |
| Proprio | 1.179 | 1.310 |
| Altri | 196 | 184 |
| **Totale** | **105.399** | **95.139** |

Nel normale svolgimento del business Eni SpA emette garanzie a favore delle società partecipate ed in particolare controllate, joint venture e collegate in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, partecipazioni a gare d'appalto e iniziative di business, impegni contrattuali di pagamento fee per servizi di rigassificazione, e altri impegni delle società partecipate, nonché garanzie a beneficio di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni o hanno posto in essere operazioni finanziarie. Alcune garanzie sono state rilasciate a amministrazioni fiscali e enti di Stato in relazione al pagamento di contributi e imposte ovvero in relazione al corretto adempimento di impegni assunti dalle partecipate. Le società partecipate rilasciano, generalmente, manleva ad Eni SpA a fronte delle garanzie rilasciate. L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €91.568 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€81.560 milioni al 31 dicembre 2023).
Anche sulla base dell'esperienza storica, si ritiene ragionevolmente probabile che tali garanzie non avranno effetti significativi sui risultati economici e sui flussi di cassa del bilancio.

## IMPEGNI E RISCHI

| (€ milioni) | 31.12.2024 | 31.12.2023 |
|---|---|---|
| Impegni | 38 | 40 |
| Rischi | 693 | 792 |
| | **731** | **832** |

Gli impegni di €38 milioni riguardano essenzialmente i contributi previsti dagli accordi e protocolli di intenti stipulati con la regione Sicilia e Basilicata connessi ai programmi di sviluppo delle attività Eni nelle regioni.

I rischi di 693 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti principalmente 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 includono gli accordi derivanti dai contratti di approvvigionamento e trasporto di gas naturale di lungo termine, gli impegni relativi alla buona esecuzione dei lavori, gli impegni connessi al trasferimento di partecipazioni e rami d'azienda nonché Parent Company Guarantees rilasciate principalmente 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. Sono inoltre inclusi gli impegni 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 nonché per locazioni di immobili ad uso uffici, gestiti da EniServizi SpA, che allo stato non risultano ancora disponibili per l'uso.

## GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI[6]

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.

(6) 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.

## 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 e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa 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 garantisce per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari e 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 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 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 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 suballocazione 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 mercato - Tasso di cambio

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 Eni Corporate 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 un giorno.

## Rischio mercato - Tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa valutate al fair value e sul livello degli oneri e proventi finanziari. 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 Eni Corporate, 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 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 un giorno.

## Rischio 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: (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 Eni Corporate 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 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 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 un 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.

Al 31 dicembre 2024 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in linea rispetto a quello di fine 2023.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2024 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2023) 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: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse[a] | 13,02 | 3,92 | 5,95 | 7,48 | 4,70 | 0,63 | 1,57 | 1,32 |
| Tasso di cambio[a] | 5,46 | 0,06 | 1,64 | 0,67 | 0,48 | 0,02 | 0,15 | 0,29 |

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate; i valori del 2023 sono calcolati con un holding period: 20 giorni, intervallo di confidenza: 99%.

(Value at risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b] | 64,60 | 1,05 | 19,98 | 3,09 | 239,45 | 4,15 | 48,59 | 4,23 |

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Refining evolution & transformation. 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 Revt 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)

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica - portafoglio euro | 0,60 | 0,20 | 0,40 | 0,60 | 0,22 | 0,13 | 0,18 | 0,19 |

| | 2024 | | | | 2023 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ($ milioni) | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Liquidità strategica - portafoglio USD | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,12 | 0,04 | 0,08 | 0,11 |

## 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 di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit 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 di 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 per l'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 Probabilità di Default, essenzialmente la 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 Credit Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Credit Loss) i valori della Probabilità di Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggiornati, integrati, 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 e dalle posizioni in contratti derivati, 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, basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM), da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB), e da Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc.) per l'attività in derivati su commodity 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 Credit 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 del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la flessibilità finanziaria raggiunta nei precedenti esercizi, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. 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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile 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 2024 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo. Nel corso del 2024 Eni ha ampliato il proprio programma di Euro Commercial Paper da €4 a €6 miliardi. Al 31 dicembre 2024 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 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.

| | Anni di scadenza | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Oltre | Totale |
| **31.12.2024** | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 2.581 | 2.366 | 2.429 | 5.517 | 2.019 | 8.908 | **23.820** |
| Passività finanziarie a breve termine | 23.717 | | | | | | **23.717** |
| Passività per beni in leasing | 375 | 257 | 182 | 169 | 112 | 735 | **1.830** |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 2.625 | 132 | 12 | 43 | | 55 | **2.867** |
| | **29.298** | **2.755** | **2.623** | **5.729** | **2.131** | **9.698** | **52.234** |
| Interessi su debiti finanziari | 741 | 675 | 632 | 551 | 369 | 2.785 | **5.753** |
| Interessi su passività per beni in leasing | 78 | 66 | 58 | 49 | 42 | 175 | **468** |
| | **819** | **741** | **690** | **600** | **411** | **2.960** | **6.221** |

| | Anni di scadenza | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | Totale |
| **31.12.2023** | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve | 2.213 | 2.582 | 3.206 | 2.236 | 5.459 | 7.665 | **23.361** |
| Passività finanziarie a breve termine | 23.758 | | | | | | **23.758** |
| Passività per beni in leasing | 287 | 286 | 220 | 129 | 118 | 853 | **1.893** |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 4.007 | 203 | 61 | 2 | 32 | 39 | **4.344** |
| | **30.265** | **3.071** | **3.487** | **2.367** | **5.609** | **8.557** | **53.356** |
| Interessi su debiti finanziari | 673 | 633 | 534 | 459 | 381 | 787 | **3.467** |
| Interessi su passività per beni in leasing | 86 | 73 | 61 | 53 | 48 | 223 | **544** |
| | **759** | **706** | **595** | **512** | **429** | **1.010** | **4.011** |

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

| | Anni di scadenza | | | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026-2029 | Oltre | Totale |
| **31.12.2024** | | | | |
| Debiti commerciali | 7.011 | | | **7.011** |
| Altri debiti e anticipi | 787 | 8 | 12 | **807** |
| | **7.798** | **8** | **12** | **7.818** |

| | Anni di scadenza | | | |
|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2024 | 2025-2028 | Oltre | Totale |
| **31.12.2023** | | | | |
| Debiti commerciali | 7.033 | | | **7.033** |
| Altri debiti e anticipi | 803 | 8 | 24 | **835** |
| | **7.836** | **8** | **24** | **7.868** |

## PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[7]

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.

| | Anni di scadenza | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Oltre | Totale |
| **Costi di abbandono e ripristino siti[(a)]** | **217** | **163** | **152** | **135** | **204** | **3.430** | **4.301** |
| **Costi relativi a fondi ambientali** | **303** | **171** | **111** | **88** | **118** | **252** | **1.043** |
| **Impegni di acquisto[(b)]** | **21.349** | **20.930** | **16.666** | **15.024** | **12.551** | **66.919** | **153.439** |
| - Gas | | | | | | | |
| Take-or-pay | 20.456 | 20.229 | 16.157 | 14.559 | 12.307 | 66.552 | **150.260** |
| Ship-or-pay | 893 | 701 | 509 | 465 | 244 | 367 | **3.179** |
| **Altri impegni, di cui:** | **11** | **7** | | | | **20** | **38** |
| Memorandum di intenti Val d'Agri | 11 | 7 | | | | | **18** |
| Altri | | | | | | 20 | **20** |
| **Totale** | **21.880** | **21.271** | **16.929** | **15.247** | **12.873** | **70.621** | **158.821** |

(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.

(7) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

## IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €2,2 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti 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.

| | Anni di scadenza | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | Oltre | Totale |
| Impegni per progetti committed | 463 | 348 | 189 | 164 | 84 | **1.248** |

## ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

| | 2024 | | | 2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Proventi (oneri) rilevati a | | | Proventi (oneri) rilevati a | |
| (€ milioni) | Valore di iscrizione | Conto economico | Altre componenti dell'utile complessivo | Valore di iscrizione | Conto economico | Altre componenti dell'utile complessivo |
| **Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:** | | | | | | |
| - Strumenti finanziari derivati non di copertura[a] | (412) | 88 | | (79) | 472 | |
| - Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b] | (834) | 7 | (2.185) | 1.019 | 191 | (217) |
| - Strumenti finanziari derivati di copertura FVH[c] | 42 | 42 | | | | |
| - Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[c] | 6.256 | 366 | | 6.280 | 263 | |
| **Partecipazioni valutate al fair value:** | | | | | | |
| - Partecipazioni minoritarie | 11 | | (1) | 12 | | 2 |
| **Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato** | | | | | | |
| - Crediti commerciali e altri crediti[d] | 9.738 | 39 | | 8.494 | 73 | |
| - Crediti finanziari[c] | 21.908 | 2.643 | | 21.820 | 598 | |
| - Debiti commerciali e altri debiti[e] | (7.798) | (117) | | (7.836) | 93 | |
| - Debiti finanziari[c] | (47.770) | (3.132) | | (47.331) | (978) | |

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €199 milioni di oneri (proventi per €514 milioni nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €287 milioni di proventi (oneri per €42 milioni nel 2023).
(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", proventi per €1.072 milioni (proventi per €2.138 milioni nel 2023).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti " per €19 milioni di proventi (proventi per €112 milioni nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €20 milioni di proventi (oneri per €39 milioni nel 2023).
(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 2024 di Eni SpA sono classificate:

| | 2024 | | | 2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **Livello 1** | **Livello 2** | **Livello 3** | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| **Attività correnti:** | | | | | | |
| Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 5.628 | 628 | | 4.603 | 1.677 | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 1.475 | 2 | 1 | 3.919 | 2 |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 43 | | | 1.046 | |
| **Attività non correnti:** | | | | | | |
| Partecipazioni minoritarie | | | 11 | | | 12 |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 101 | | | 302 | |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | | | | 14 | |
| Strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge | | 42 | | | | |
| **Passività correnti:** | | | | | | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | 1 | 1.828 | | 7 | 3.970 | |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 796 | | | 30 | |
| **Passività non correnti:** | | | | | | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 161 | | | 326 | |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 81 | | | 11 | |

Nel corso dell'esercizio 2024 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 perché 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 agli Schemi Emissions Trading in UE e UK (EU ETS e UK ETS), nell'esercizio 2024, a fronte di 3,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,2 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,3 milioni di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato, con consegna nel 2025.

# 27 Ricavi

## RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Ricavi delle vendite e delle prestazioni** | | |
| Prodotti petroliferi | 14.728 | 16.830 |
| Gas naturale | 11.639 | 15.713 |
| Energia elettrica e utility | 3.569 | 4.167 |
| GNL | 1.858 | 3.209 |
| Greggi | 1.528 | 1.143 |
| Gestione sviluppo sistemi informatici | 171 | 187 |
| Vettoriamento gas su tratte estere | 48 | 50 |
| Altre vendite e prestazioni | 1.486 | 1.489 |
| | **35.027** | **42.788** |
| **Variazioni dei lavori in corso su ordinazione** | **(1)** | **2** |
| | **35.026** | **42.790** |

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisitenti all'inizio dell'esercizio[(a)] | 76 | 600 |
| Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti | 7 | 1.086 |
| | **83** | **1.686** |

(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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Accise su prodotti petroliferi | (7.793) | (7.870) |
| Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate | | 3 |
| Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise | (281) | (282) |
| Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture | (240) | (212) |
| Ricavi operativi relativi a permute greggi | (40) | (136) |
| | **(8.354)** | **(8.497)** |

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

## ALTRI RICAVI E PROVENTI

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Proventi per attività in joint venture | 51 | 46 |
| Penalità contrattuali e altri proventi commerciali | 32 | 3 |
| Locazioni, affitti e noleggi | 22 | 36 |
| Plusvalenze da cessioni | 7 | 9 |
| Altri proventi | 457 | 338 |
| | **569** | **432** |

Gli altri ricavi e proventi includono: (i) i proventi relativi alla gestione dei diritti di emissione e certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€217 milioni); (ii) il corrispettivo riconosciuto da Terna in relazione al meccanismo di Capacity Market (€120 milioni).

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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 28.303 | 32.130 |
| Costi per servizi | 4.257 | 4.619 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 330 | 290 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 510 | 728 |
| Variazioni rimanenze | 193 | 1.722 |
| Altri oneri | 687 | 507 |
| | **34.280** | **39.996** |

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Gas naturale | 13.106 | 15.219 |
| Materie prime, sussidiarie | 9.086 | 11.123 |
| Prodotti | 4.851 | 4.626 |
| Semilavorati | 944 | 675 |
| Materiali e materie di consumo | 470 | 670 |
| a dedurre: | | |
| - costi per acquisti capitalizzati | (138) | (173) |
| - ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | (16) | (10) |
| | **28.303** | **32.130** |

I costi per servizi riguardano:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Trasporto e distribuzione di gas naturale | 957 | 1.252 |
| Tolling fee per la produzione di energia elettrica | 870 | 972 |
| Progettazione e direzione lavori | 456 | 349 |
| Manutenzioni | 396 | 372 |
| Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni | 360 | 320 |
| Consulenze e prestazioni professionali | 318 | 253 |
| Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT | 291 | 320 |
| Trasporti e movimentazioni | 192 | 206 |
| Trasporto e distribuzione di energia elettrica | 109 | 93 |
| Viaggi, missioni e altri | 98 | 100 |
| Servizi di modulazione e stoccaggio | 96 | 119 |
| Postali, telefoniche e ponti radio | 88 | 95 |
| Pubblicità, promozione e attività di comunicazione | 69 | 75 |
| Costi di vendita diversi | 51 | 29 |
| Altri | 651 | 688 |
| | **5.002** | **5.243** |
| a dedurre: | | |
| - costi per servizi capitalizzati | (536) | (432) |
| - ricavi recuperi da partner quota costi per servizi | (209) | (192) |
| | **4.257** | **4.619** |

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 €91 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €330 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €102 milioni (€89 milioni nel 2023).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza ammontano a €510 milioni e riguardano per €358 milioni l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali. 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 €687 milioni includono essenzialmente: (i) gli oneri relativi alla gestione dei diritti di emissione e dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€350 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€134 milioni); (iii) Certificati forestry (€47 milioni); (iv) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€36 milioni).
Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Salari e stipendi | 845 | 831 |
| Oneri sociali | 233 | 230 |
| Oneri per benefici ai dipendenti | 104 | 163 |
| Costi personale in comando | 31 | 27 |
| Altri costi | 67 | 55 |
| | **1.280** | **1.306** |
| a dedurre: | | |
| - proventi relativi al personale | (107) | (94) |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (37) | (40) |
| - ricavi recuperi da partner quota costo lavoro | (6) | (6) |
| | **1.130** | **1.166** |

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:

| | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Dirigenti | 502 | 509 |
| Quadri | 3.756 | 3.739 |
| Impiegati | 4.977 | 4.860 |
| Operai | 905 | 926 |
| | **10.140** | **10.034** |

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

## PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2024.

L'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, che prevedono l'attribuzione fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) 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 ai beneficiari di azioni Eni a titolo gratuito 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.
Le caratteristiche di vesting dei Piani di remunerazione basati su azioni sono simili e sono collegate al raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla Società in termini di risultati finanziari, apprezzamento delle azioni come benchmark rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni, in una percentuale rispettivamente del 40%, 25% e 35%, per il più recente piano di remunerazione azionaria. In passato, il vesting delle azioni includeva anche determinati obiettivi industriali.
In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili 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% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per: (i) 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022; (ii) 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.
Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2024, n. 1.889.808 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,39 per azione; (ii) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €10,82 per azione; (iii) 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.
La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€14,428 e €13,416 a seconda della grant date per l'attribuzione 2024; €15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (la cui incidenza media annuale rispetto al valore del titolo Eni alla data di attribuzione risulta pari a 7,3% e 7,9% per l'attribuzione 2024, 6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022), considerando la volatilità del titolo (23,7% e 21,8% per l'attribuzione 2024; 28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022), 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 (c.d. 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 €17,8 milioni (€15,1 milioni nel 2023) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

## PIANO AZIONARIATO DIFFUSO

L'Assemblea degli Azionisti nella seduta del 15 maggio 2024 ha approvato il Piano di Azionariato Diffuso con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda del personale Eni e promuovere la partecipazione alla crescita del valore aziendale, in linea con gli interessi degli azionisti. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali nel periodo 2024-2026 destinate ai dipendenti di Eni e delle sue società controllate.
Per l'anno 2024, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (circa 22 mila) che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3

anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up). In caso di dimissioni o licenziamento disciplinare durante il periodo di lock-up, è previsto il pagamento di una penale pari al controvalore monetario delle azioni gratuite alla data di assegnazione.
Alla grant date (27 novembre 2024) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni nel 2024 n. 3.102.700 azioni.
Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value delle azioni alla data di assegnazione. La rilevazione del costo avverrà pro-rata temporis lungo il triennio di riferimento.
I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati come componente del costo lavoro in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €0,6 milioni.

### COMPENSI SPETTANTI AL 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 (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2024 e il 2023 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €56 milioni e a €50 milioni, e si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Salari e stipendi | 33 | 30 |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 3 | 3 |
| Altri benefici a lungo termine | 20 | 17 |
| | **56** | **50** |

### COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €12,9 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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Proventi (oneri) finanziari:** | | |
| Proventi finanziari | 5.768 | 4.344 |
| Oneri finanziari | (6.533) | (4.830) |
| Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 366 | 263 |
| | **(399)** | **(223)** |
| Strumenti finanziari derivati | 287 | (42) |
| | **(112)** | **(265)** |

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:** | | |
| Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (768) | (517) |
| Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (1.389) | (784) |
| Interessi passivi su passività per beni in leasing | (87) | (90) |
| Interessi attivi su depositi e c/c | 179 | 265 |
| Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading | 345 | 229 |
| Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico | 21 | 34 |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa[(b)] | 1.540 | 210 |
| Commissioni mancato utilizzo linee di credito | (12) | (11) |
| | **(171)** | **(664)** |
| **Differenze attive (passive) di cambio:** | | |
| Differenze attive di cambio | 3.977 | 3.355 |
| Differenze passive di cambio | (4.134) | (3.322) |
| | **(157)** | **33** |
| | | |
| **Altri proventi (oneri) finanziari:** | | |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)] | (49) | (79) |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa | | 471 |
| Commissioni per servizi finanziari | 30 | 28 |
| Oneri correlati ad operazioni di factoring | (32) | (24) |
| Interessi su crediti d'imposta | | 1 |
| Altri proventi | 19 | 8 |
| Altri oneri | (77) | (23) |
| | **(109)** | **382** |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 38 | 26 |
| | **(399)** | **(223)** |

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.
(b) Dal 1° gennaio 2024, gli interessi su finanziamenti a lungo termine concessi alle partecipate, caratterizzati da durata e interessi espliciti, sono stati riclassificati come interessi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €287 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) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Dividendi | 6.931 | 3.691 |
| Plusvalenze nette da vendite | | 373 |
| Altri proventi | 587 | 432 |
| **Totale proventi** | **7.518** | **4.496** |
| Svalutazioni e altri oneri | (1.351) | (2.214) |
| | **6.167** | **2.282** |

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Dividendi** | | |
| Eni International BV | 5.669 | 3.190 |
| Eni Investments Plc | 385 | |
| Export LNG Ltd | 275 | |
| Enilive SpA | 127 | |
| Eni Insurance DAC | 100 | 81 |
| SeaCorridor Srl | 95 | 95 |
| Eni Global Energy Markets SpA | 91 | |
| Ecofuel SpA | 60 | 77 |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 50 | |
| EniPower SpA | 40 | 32 |
| Eni Trade & Biofuels SpA | 25 | |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA | 7 | 10 |
| Norpipe Terminal HoldCo Ltd | 3 | 4 |
| Eni Industrial Evolution SpA (ex Eni West Africa SpA) | 2 | |
| Eni International Resources Ltd | 1 | 1 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | | 107 |
| Floaters SpA | | 68 |
| Eni Finance International SA | | 26 |
| Altre | 1 | |
| | **6.931** | **3.691** |
| **Plusvalenze nette da vendite** | | |
| SeaCorridor Srl | | 372 |
| Servizio Fondo Bombole Metano SpA | | 1 |
| | | **373** |
| **Altri proventi** | | |
| Ripresa di valore Saipem SpA | 539 | 213 |
| Ripresa di valore Eni Plenitude SpA Società Benefit | 11 | |
| Ripresa di valore LNG Shipping SpA | 9 | 8 |
| Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SAU | 8 | |
| Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione | 6 | |
| Earn out cessione SeaCorridor Srl | | 202 |
| Liquidazione Serfactoring SpA | | 8 |
| Altri proventi | 14 | 1 |
| | **587** | **432** |
| **Totale proventi** | **7.518** | **4.496** |

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| **Svalutazioni** | | |
| Versalis SpA | 603 | 1.072 |
| Eni Petroleum Co Inc | 399 | 706 |
| Export LNG Ltd | 240 | 36 |
| Eni Mozambico SpA | 52 | 60 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 36 | 115 |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 3 | 5 |
| EniProgetti SpA | 2 | |
| Eni Industrial Evolution SpA (ex Eni West Africa SpA) | 2 | 1 |
| Eni Timor Leste SpA | 2 | 1 |
| Eni Rewind SpA | | 199 |
| Floaters SpA | | 6 |
| Eni España Comercializadora de Gas SAU | | 2 |
| Eni Natural Energies SpA | | 2 |
| Società Petrolifera Italiana SpA | | 1 |
| Altre minori | | 8 |
| | **1.339** | **2.214** |
| **Altri oneri** | | |
| Oneri per cessione SeaCorridor Srl | 12 | |
| | **12** | |
| **Totale oneri** | **1.351** | **2.214** |

## 31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| IRES | 659 | 228 |
| IRAP | 1 | (99) |
| Altre imposte correnti | | 86 |
| **Totale imposte correnti** | **660** | **215** |
| Imposte differite | 77 | (57) |
| Imposte anticipate[(a)] | 743 | (455) |
| **Totale imposte differite e anticipate** | **820** | **(512)** |
| **Totale imposte estere** | **(59)** | **(27)** |
| **Totale imposte sul reddito di Eni SpA** | **1.421** | **(324)** |
| Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation | | (1) |
| **Totale imposte sul reddito joint operation** | | **(1)** |
| | **1.421** | **(325)** |

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 - Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite.

Le imposte Ires, positive per €659 milioni, comprendono gli effetti dell'utilizzo di riserve di capitale in sospensione di imposta liberate in osservanza delle disposizioni dell'art. 2445 del Codice civile che comporta, tra l'altro, il riconoscimento del credito di imposta relativa alla restituzione dell'imposta sostitutiva assolta in sede di costituzione della riserva.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2018. 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 2018 possono essere notificati fino al 26 marzo 2025.

L'analisi della differenza tra le imposte teoriche e le imposte effettive di Eni SpA, inclusiva delle joint operation, è di seguito analizzata:

| (€ milioni) | 2024 | Incidenza % | 2023 | Incidenza % |
|---|---|---|---|---|
| Utile prima delle imposte | 4.998 | | 3.597 | |
| **Imposte teoriche** | **1.200** | **24,00%** | **863** | **24,00%** |
| *Variazioni in aumento (diminuzione):* | | | | |
| - dividendi esclusi da tassazione | (1.518) | -30,37% | (844) | -23,46% |
| - valutazione anticipate Ires | (1.256) | -25,13% | (273) | -7,59% |
| - cessioni pex | | | (127) | -3,53% |
| - valutazione partecipazioni | 108 | 2,16% | 479 | 13,32% |
| - perdite fiscali società consolidate | 72 | 1,44% | (54) | -1,50% |
| - Irap corrente | (1) | -0,02% | 99 | 2,75% |
| - Imposte anticipate e differite Irap | (17) | -0,34% | 228 | 6,34% |
| - imposte estere | 59 | 1,18% | 27 | 0,75% |
| - altre variazioni | (68) | -1,35% | (73) | -2,03% |
| **Totale imposte sul reddito** | **(1.421)** | **-28,43%** | **325** | **9,04%** |

## 32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
c) 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;
d) 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 e al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni - FISDE.

In particolare, nel corso del 2024 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 (€2 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 (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€22 milioni); (iv) Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni (€4 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 2024

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | 2024 Ricavi[a] | Costi[b] | Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Imprese controllate** | | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 2 | | | | 15.151 | 8 | | |
| Agip Karachaganak BV | 3 | | | | 3.325 | 10 | | |
| Bioraffineria di Gela SpA | 9 | 9 | | | 132 | 59 | 14 | |
| Ecofuel Spa | 12 | 34 | | | 57 | 2 | 284 | |
| Eni Abu Dhabi BV | 3 | 3 | | | 52.918 | 21 | 2 | |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV | | | | | 3.849 | | | |
| Eni Arguni I Ltd | | | | | 54 | | | |
| Eni Congo SAU | 97 | 23 | | | | 91 | 110 | |
| Eni Cote d'Ivoire Ltd | 32 | 1 | | | 576 | 55 | | |
| Eni España Comercializadora de Gas SAU | 65 | 2 | | 1 | 30 | 862 | 116 | (6) |
| Eni Gas & Power France SA | 108 | 1 | 43 | 96 | 254 | 567 | | (66) |
| Eni Global Energy Markets SpA | 1.518 | 1.449 | 996 | 2.183 | 2.627 | 3.420 | 1.970 | (1.080) |
| Eni Indonesia Ltd | 35 | 5 | | | 7 | 74 | 242 | |
| Eni International BV | 5 | | | | 193 | 17 | | |
| Eni Lasmo PLC | | | | | 622 | | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 38 | 89 | | | 70 | 98 | 260 | |
| Eni México S. de RL de CV | 29 | | | | 165 | 50 | | |
| Eni Muara Bakau BV | 11 | 17 | | | | 16 | 164 | |
| Eni North Africa BV | 16 | 2 | | | 25 | 45 | 50 | |
| Eni Petroleum US LLC | | | | | 460 | | | |
| Eni Plenitude Iberia SLU | | | | | 85 | | | |
| Eni Plenitude Renewables Spain SLU | | | | | 68 | | | |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 574 | 7 | 327 | 353 | 746 | 2.683 | | (149) |
| Eni Rewind SpA | 31 | 200 | | | 1.013 | 56 | 422 | |
| Eni Timor 22-23 BV | | | | | 55 | | | |
| Eni Trade & Biofuels SpA | 126 | 1.120 | | 1 | 4.008 | 1.460 | 10.670 | 5 |
| Eni Trading & Shipping Inc | 1 | 50 | | | 976 | 1 | 766 | |
| Eni UK Ltd | 13 | 3 | | | 811 | 38 | 4 | |
| Eni ULX Ltd | | | | | 296 | | | |
| Eni US Operating Co. Inc. | | | | | 134 | 1 | | |
| Eni USA Gas Marketing LLC | | | | | 1.351 | | | |
| Enilive Deutschland GmbH | 140 | | | | 10 | 1.476 | | |
| Enilive France Sarl | 1 | | | | 54 | 7 | | |
| Enilive SpA | 1.245 | 166 | 2 | | 1.123 | 9.729 | 1.677 | |
| Enilive Suisse SA | 8 | | | | | 155 | | |
| Enimoov SpA | 634 | 3 | | | 39 | 2.358 | 2 | |
| EniPower Mantova SpA | 1 | 114 | | | 6 | 1 | 134 | |
| EniPower SpA | 31 | 415 | | | 6 | 18 | 506 | |
| EniProgetti SpA | 15 | 78 | | | 11 | 25 | 173 | |
| EniServizi SpA | 12 | 43 | | | 9 | 43 | 156 | |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | 2024 Ricavi[a] | Costi[b] | Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gruppo Neptune | 4 | 12 | | | 19 | 4 | 174 | |
| Ieoc Production BV | 20 | | | | 6 | 60 | | |
| LNG Shipping SpA | 14 | 10 | | | 184 | 10 | 137 | |
| Versalis France SAS | | | 1 | 2 | 96 | | | |
| Versalis SpA | 121 | 23 | | | 130 | 608 | 77 | |
| Altre(*) | 174 | 117 | 2 | 22 | 527 | 359 | 204 | |
| | **5.148** | **3.996** | **1.371** | **2.658** | **92.278** | **24.487** | **18.314** | **(1.296)** |
| **Imprese collegate e joint venture** | | | | | | | | |
| Azule Energy Angola BV | 7 | | | | 76 | 14 | | |
| Azule Energy Angola SpA | 16 | | | | 3.267 | 64 | | |
| Damietta LNG (DLNG) SAE | | 28 | | | | 3 | 74 | |
| North Sea Wind Ltd | | | | | 177 | | | |
| Saipem SpA | 1 | 35 | | | 9 | 3 | 122 | |
| Società EniPower Ferrara Srl | | 84 | | | 15 | 1 | 135 | |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA | 12 | 491 | | | | 16 | 14 | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 61 | 27 | | | | | 248 | |
| Vår Energi ASA | 11 | 70 | | | 248 | 14 | 697 | |
| Altre(*) | 57 | 8 | | | 5 | 58 | 27 | |
| | **165** | **743** | | | **3.797** | **173** | **1.317** | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | | | |
| Gruppo Snam | 193 | 436 | | | | 196 | 1.340 | |
| Gruppo Terna | 66 | 29 | | | | 295 | 146 | 10 |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 96 | 43 | | | | 1.183 | 681 | |
| Altre(*) | 6 | 7 | | | | 13 | 32 | |
| | **361** | **515** | | | | **1.687** | **2.199** | **10** |
| | | | | | | | | |
| **Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati** | | **3** | | | | **1** | **32** | |
| | **5.674** | **5.257** | **1.371** | **2.658** | **96.075** | **26.348** | **21.862** | **(1.286)** |

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono 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 2023

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | 2023 Ricavi[a] | Costi[b] | Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Imprese controllate** | | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 4 | | | | 14.248 | 10 | | |
| Agip Karachaganak BV | 5 | 1 | | | 3.127 | 13 | | |
| Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA) | 16 | 8 | | | 152 | 67 | 10 | |
| Ecofuel SpA | 9 | 32 | | | 64 | 3 | 245 | |
| Eni Abu Dhabi BV | 6 | 3 | | | 49.765 | 25 | 1 | |
| Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV | | | | | 3.619 | | | |
| Eni Algeria Exploration BV | 13 | | | | 94 | 17 | | |
| Eni Arguni I Ltd | | | | | 57 | | | |
| Eni Congo SAU | 90 | | | | | 108 | | |
| Eni Cote d'Ivoire Ltd | 28 | | | | 86 | 55 | | |
| Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH) | 161 | | | | 11 | 1.181 | | |
| Eni España Comercializadora de Gas SAU | 128 | 42 | 36 | 33 | 37 | 1.122 | 239 | 14 |
| Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl) | 1 | | | | 74 | 8 | | |
| Eni Gas & Power France SA | 120 | 1 | 225 | 86 | 186 | 834 | | 332 |
| Eni Global Energy Markets SpA | 1.706 | 1.508 | 3.940 | 3.206 | 2.672 | 3.722 | 1.958 | 1.787 |
| Eni Indonesia Ltd | 13 | | | | 6 | 20 | 146 | |
| Eni International BV | 3 | | | | 181 | 4 | | |
| Eni Lasmo PLC | | | | | 585 | | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 51 | 71 | | | 52 | 122 | 264 | |
| Eni México S. de RL de CV | 22 | 1 | | | 232 | 52 | | |
| Eni Mozambico SpA | 1 | 61 | | | 55 | 4 | | |
| Eni Muara Bakau BV | 7 | 16 | | | | 10 | 180 | |
| Eni North Africa BV | 11 | 7 | | | 24 | 28 | 115 | |
| Eni Petroleum US LLC | | | | | 432 | | | |
| Eni Plenitude Iberia SLU | | | | | 100 | | | |
| Eni Plenitude Renewables Spain SLU | | | | | 70 | | | |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 492 | 28 | 946 | 725 | 818 | 3.406 | | 608 |
| Eni Rewind SpA | 26 | 169 | | | 1.018 | 57 | 336 | |
| Enilive Suisse SA (ex Eni Suisse SA) | 14 | | | | | 217 | | |
| Eni Trade & Biofuels SpA | 486 | 1.832 | 1 | 6 | 3.636 | 2.322 | 12.834 | (18) |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | | | 991 | | | |
| Eni UK Ltd | 13 | 2 | | | 93 | 36 | 5 | |
| Eni ULX Ltd | | | | | 283 | | | |
| Eni US Operating Co. Inc. | | | | | 760 | | | |
| Eni USA Gas Marketing LLC | | | | | 1.270 | | | |
| Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA) | 1.379 | 114 | 1 | 1 | 359 | 10.246 | 1.768 | |
| Enimoov SpA (ex Eni Fuel SpA) | 730 | 4 | | | 50 | 2.688 | 2 | |
| EniPower Mantova SpA | 10 | 46 | | | 6 | 54 | 193 | |
| EniPower SpA | 71 | 156 | | | 10 | 151 | 683 | |
| EniProgetti SpA | 13 | 67 | | | 11 | 25 | 131 | |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | 2023 Ricavi[a] | Costi[b] | Altri proventi (oneri) operativi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EniServizi SpA | 10 | 21 | | | 9 | 40 | 134 | |
| Ieoc Production BV | 28 | | | | 10 | 74 | | |
| LNG Shipping SpA | 12 | 13 | | | 186 | 3 | 169 | |
| Versalis France SAS | | | 3 | | 95 | | | |
| Versalis SpA | 123 | 243 | | 1 | 121 | 598 | 77 | |
| Altre(*) | 149 | 84 | 7 | | 444 | 348 | 165 | |
| | **5.951** | **4.530** | **5.159** | **4.058** | **86.099** | **27.670** | **19.655** | **2.723** |
| **Imprese collegate e joint venture** | | | | | | | | |
| Azule Energy Angola BV | 14 | | | | 83 | 11 | | |
| Azule Energy Angola SpA | 72 | | | | 3.073 | 67 | | |
| Damietta LNG (DLNG) SAE | | 28 | | | | | 83 | |
| North Sea Wind Ltd | | | | | 169 | | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 2 | 55 | | | 5 | 19 | 146 | |
| Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA | 11 | 473 | | | | 19 | 12 | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 21 | 29 | | | | 1 | 361 | |
| Vår Energi ASA | 14 | 68 | | | 260 | 17 | 807 | |
| Altre(*) | 37 | 28 | | | 11 | 44 | 64 | |
| | **171** | **681** | | | **3.601** | **178** | **1.473** | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | | | |
| Gruppo Snam | 237 | 351 | | | | 1.121 | 1.624 | |
| GSE - Gestore Servizi Energetici | 57 | 59 | | | | 1.088 | 628 | |
| Gruppo Terna | 38 | 13 | | | | 145 | 43 | 8 |
| Altre(*) | 31 | 12 | | | | 33 | 44 | |
| | **363** | **435** | | | | **2.387** | **2.339** | **8** |
| **Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati** | **1** | **2** | | | | **1** | **31** | |
| | **6.486** | **5.648** | **5.159** | **4.058** | **89.700** | **30.236** | **23.498** | **2.731** |

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono 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, Eni Trading & Shipping Inc. e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti e l'acquisto di prodotti da Enilive SpA;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Enilive SpA, Enimoov SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA), nonché di greggi a Enilive Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Enilive 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 cessione dei diritti di emissione della $CO_2$ ad Eni Global Energy Markets SpA;
- 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, Gruppo Neptune, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Ltd, Eni España Comercializadora de Gas SAU e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SAU, Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Cote d'Ivoire Ltd, Eni México S. De R.L. de CV ed Eni UK Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- 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 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 - SOM 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 DAC). 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 Eni Gas & 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 decreto legislativo 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.

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 2024

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2024 Debiti | 31.12.2024 Garanzie | 2024 Proventi finanziari | 2024 Oneri finanziari | 2024 Derivati | 2024 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Imprese controllate** | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 2 | 80 | | 1 | 20 | | |
| Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd | 195 | 182 | | 6 | 4 | | |
| Agip Karachaganak BV | 1 | 121 | | 1 | 8 | | |
| Banque Eni SA | 257 | 4 | | 11 | 1 | | |
| Bioraffineria di Gela SpA | 116 | | | 4 | | | |
| Eni Abu Dhabi BV | 1.068 | 275 | | 64 | 15 | | |
| Eni Algeria Production BV | 55 | | | 2 | | | |
| Eni Canada Holding Ltd | | 61 | | | 3 | | |
| Eni Congo SAU | 3.722 | | 427 | 239 | | | |
| Eni Cote d'Ivoire Ltd | 2.824 | 2 | 981 | 144 | 4 | | |
| Eni G&P Trading BV | | 304 | | | 2 | 3 | |
| Eni Ganal Deepwater Ltd | | 72 | | | | | |
| Eni Ghana Exploration and Production Ltd | | 235 | | 7 | 5 | | |
| Eni Global Energy Markets SpA | 494 | 3 | 147 | 173 | 161 | 1 | |
| Eni In Amenas Ltd | | 183 | | | 7 | | |
| Eni In Salah Ltd | | 224 | | | 9 | | |
| Eni Insurance Designated Activity Co | | 70 | | | 10 | | |
| Eni International BV | | 3.638 | 115 | 3 | 250 | | |
| Eni International NA NV Sarl | | 68 | | | 7 | | |
| Eni Investments Plc | | 855 | | | 86 | | |
| Eni Iraq BV | | 235 | | | 3 | | |
| Eni JPDA 03-13 Ltd | | 88 | | | 5 | | |
| Eni Kenya BV | 118 | | 242 | 3 | | | |
| Eni Lasmo PLC | | 1.153 | | | 28 | | |
| Eni Marine Services SpA | | 83 | | | 2 | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 628 | | 175 | 21 | 3 | | |
| Eni México S. de RL de CV | 2.127 | 43 | 19 | 144 | | | |
| Eni Mozambique LNG Holding BV | 58 | | | 3 | | | |
| Eni North Africa BV | | 135 | | 1 | 6 | (4) | |
| Eni Oman BV | | 53 | | | 2 | | |
| Eni Petroleum Co Inc | | 631 | | 27 | 13 | | |
| Eni Plenitude Renewables Italy SpA | 65 | | | 2 | | | |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 2.116 | 1 | | 57 | 2 | 39 | |
| Eni Rewind SpA | | 1.878 | | 3 | 69 | | |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2024 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2024 Debiti | 31.12.2024 Garanzie | 2024 Proventi finanziari | 2024 Oneri finanziari | 2024 Derivati | 2024 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Eni Trade & Biofuels SpA | 1.267 | 2.101 | 1.196 | 181 | 126 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | 148 | 72 | 4 | 1 | | |
| Eni Transporte y Suministro Mexico S. de RL de CV | 95 | | | 3 | 1 | | |
| Eni Turkmenistan Ltd | | 89 | | | 12 | | |
| Eni UK Ltd | | 630 | 1 | | 16 | 3 | |
| Eni Venezuela BV | 533 | 39 | | 52 | 4 | | |
| Enilive Deutschland GmbH | | 435 | | | 28 | | |
| Enilive SpA | 402 | 594 | | 61 | 50 | 6 | |
| Enilive US Inc | 129 | | | 6 | | | |
| Enimoov SpA | | 458 | | 3 | 28 | | |
| EniPower Mantova SpA | | 149 | | | 7 | | |
| EniPower SpA | | 982 | | | 56 | | |
| EniProgetti SpA | 100 | 38 | 2 | 3 | 2 | | |
| Finproject SpA | 70 | 8 | | | | | |
| Floaters SpA | | 1.611 | 4.457 | 40 | 22 | (33) | |
| Gruppo Neptune | 183 | 2.319 | | 9 | 51 | (1) | |
| Ieoc Production BV | 60 | 3 | | | 14 | | |
| LNG Shipping SpA | | 298 | | | 13 | 1 | |
| Nigerian Agip Exploration Ltd | 105 | 360 | | 7 | 14 | | |
| Novamont SpA | 240 | 2 | | 5 | | | |
| Versalis France SAS | 272 | 1 | | 6 | | (7) | |
| Versalis SpA | 1.982 | 1 | 55 | 57 | 2 | (2) | |
| Altre(*) | 602 | 783 | 59 | 87 | 99 | | |
| | **19.886** | **21.726** | **7.948** | **1.440** | **1.271** | **6** | |
| **Imprese collegate e joint venture** | | | | | | | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 1.769 | | | 132 | 3 | | |
| Pengerang Biorefinery Sdn Bhd | 60 | | | | | | |
| Altre(*) | 1 | 71 | 1 | 3 | 10 | | |
| | **1.830** | **71** | **1** | **135** | **13** | | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | | |
| Altre(*) | | 4 | | 1 | 1 | | |
| | | **4** | | **1** | **1** | | |
| | **21.716** | **21.801** | **7.949** | **1.576** | **1.285** | **6** | |

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

## ESERCIZIO 2023

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2023 Debiti | 31.12.2023 Garanzie | 2023 Proventi finanziari | 2023 Oneri finanziari | 2023 Derivati | 2023 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Imprese controllate** | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 34 | 195 | | | 2 | | |
| Agip Karachaganak BV | 16 | 186 | | 1 | 1 | | |
| Banque Eni SA | 361 | 1 | | 7 | | 2 | |
| Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA) | 78 | | | 3 | | | |
| Eni Abu Dhabi BV | 1.324 | 220 | | 49 | 2 | | |
| Eni Algeria Exploration BV | | 299 | | 1 | 2 | | |
| Eni Australia BV | 93 | 21 | | 2 | | | |
| Eni Australia Ltd | 91 | 49 | | 2 | 1 | | |
| Eni Canada Holding Ltd | | 60 | | | | | |
| Eni Congo SAU | 3.264 | | | 118 | | | |
| Eni Cote d'Ivoire Ltd | 1.734 | 45 | | 40 | | | |
| Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH) | | 557 | | | 5 | | |
| Eni Finance International SA | | | | 4 | 431 | (8) | |
| Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl) | | 50 | | | | | |
| Eni Ghana Exploration and Production Ltd | 182 | 28 | | 9 | | | |
| Eni Global Energy Markets SpA | 276 | 484 | 295 | 12 | 25 | 1 | |
| Eni In Amenas Ltd | | 85 | | | 1 | | |
| Eni In Salah Ltd | | 120 | | | 1 | | |
| Eni International BV | | 8.398 | | | 54 | 5 | |
| Eni International NA NV Sàrl | | 71 | | | | | |
| Eni Investments Plc | | 1.538 | | | 9 | | |
| Eni Iraq BV | | 189 | | | 1 | | |
| Eni JPDA 03-13 Ltd | | 86 | | | 1 | | |
| Eni Lasmo PLC | | 477 | | | 2 | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 360 | 59 | 175 | 8 | | | |
| Eni México S. de RL de CV | 2.325 | 10 | 22 | 23 | | | |
| Eni Mozambique LNG Holding BV | 52 | 6 | | 1 | | | |
| Eni Plenitude Renewables Italy SpA (ex Eni New Energy SpA) | 88 | 1 | | 4 | | | |
| Eni North Africa BV | 52 | 1 | | 1 | | 9 | |
| Eni Oil Algeria Ltd | | 173 | | | 1 | | |
| Eni Petroleum Co Inc | 655 | 204 | | 20 | 1 | | |
| Eni Plenitude SpA Società Benefit | 2.000 | 1 | | 62 | 3 | 5 | |
| Eni Qatar BV | | 115 | | | 1 | | |
| Eni Rewind SpA | | 1.920 | 11 | 3 | 55 | | |
| Eni Sustainable Mobility US Inc | 84 | | | 3 | | | |

| Denominazione (€ milioni) | 31.12.2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti | 31.12.2023 Debiti | 31.12.2023 Garanzie | 2023 Proventi finanziari | 2023 Oneri finanziari | 2023 Derivati | 2023 Proventi (oneri) su partecipazioni |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Eni Trade & Biofuels SpA | 280 | 728 | 1.333 | 95 | 9 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | 73 | 111 | 1 | 1 | | |
| Eni Transporte y Suministro Mexico S. de RL de CV | 53 | | | 1 | | | |
| Eni Tunisia BV | | 51 | | | 1 | | |
| Eni Turkmenistan Ltd | 3 | 215 | | | 2 | | |
| Eni UK Ltd | | 536 | | | 3 | (4) | |
| Eni ULX Ltd | | 109 | | | 2 | | |
| Eni Venezuela BV | 764 | 88 | | 46 | | | |
| EniBioCh4in SpA | 101 | | | 4 | | | |
| Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA) | 1.480 | 1.188 | | 13 | 12 | 21 | |
| Enimoov SpA (ex Eni Fuel SpA) | 161 | 599 | | | 18 | | |
| EniPower Mantova SpA | | 224 | | | 9 | | |
| EniPower SpA | | 1.048 | | | 59 | | |
| EniProgetti SpA | 100 | 29 | | 3 | | | |
| EniServizi SpA | 72 | 71 | | 2 | | | |
| Export LNG Ltd | | 569 | | 1 | 3 | | |
| Floaters SpA | 767 | 143 | 1.864 | 5 | 5 | 8 | |
| LNG Shipping SpA | | 288 | | | 10 | | |
| Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd | 823 | 113 | | 8 | 1 | | |
| Nigerian Agip Exploration Ltd | 91 | 216 | | 3 | 1 | | |
| Novamont SpA | 146 | | | 1 | | | |
| Versalis France SAS | 220 | 37 | | 2 | | 3 | |
| Versalis SpA | 2.041 | 1 | 40 | 46 | 1 | | |
| Altre(*) | 335 | 597 | 93 | 6 | 10 | (3) | |
| | **20.506** | **22.572** | **3.944** | **610** | **746** | **39** | |
| **Imprese collegate e joint venture** | | | | | | | |
| Mozambique Rovuma Venture SpA | 1.339 | | | 101 | 1 | | |
| Altre(*) | 17 | 47 | 1 | 2 | 1 | | |
| | **1.356** | **47** | **1** | **103** | **2** | | |
| **Imprese controllate dallo Stato** | | | | | | | |
| Gruppo Snam | | | | | | | 545 |
| Altre(*) | | 1 | | | 1 | | 1 |
| | | **1** | | | **1** | | **546** |
| | **21.862** | **22.620** | **3.945** | **713** | **749** | **39** | **546** |

(*) 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. Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 - Altre attività finanziarie e n. 18 - Passività finanziarie.
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:

| | 31.12.2024 | | | 31.12.2023 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (€ milioni) | **Totale** | **Entità correlate** | **Incidenza %** | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | **5.142** | 57 | 1,11 | **7.119** | 163 | 2,29 |
| Altre attività finanziarie correnti | **6.041** | 6.037 | 99,93 | **6.212** | 6.139 | 98,82 |
| Crediti commerciali e altri crediti | **9.738** | 5.484 | 56,32 | **8.494** | 6.310 | 74,29 |
| Altre attività correnti | **1.825** | 1.366 | 74,85 | **5.227** | 4.898 | 93,71 |
| Altre attività finanziarie non correnti | **15.867** | 15.623 | 98,46 | **15.608** | 15.560 | 99,69 |
| Altre attività non correnti | **435** | 194 | 44,60 | **654** | 437 | 66,82 |
| Passività finanziarie a breve termine | **23.717** | 20.662 | 87,12 | **23.758** | 21.377 | 89,98 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | **2.968** | - | n.s. | **2.529** | - | n.s. |
| Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine | **378** | 190 | 50,26 | **290** | 139 | 47,93 |
| Debiti commerciali e altri debiti | **7.798** | 4.732 | 60,68 | **7.836** | 5.149 | 65,71 |
| Altre passività correnti | **3.822** | 2.563 | 67,06 | **5.375** | 3.857 | 71,76 |
| Passività finanziarie a lungo termine | **21.085** | 3 | 0,01 | **21.044** | 3 | 0,01 |
| Passività per beni in leasing a lungo termine | **1.455** | 946 | 65,02 | **1.606** | 1.101 | 68,56 |
| Altre passività non correnti | **1.111** | 620 | 55,81 | **1.194** | 700 | 58,63 |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 2024 Totale | 2024 Entità correlate | 2024 Incidenza % | 2023 Totale | 2023 Entità correlate | 2023 Incidenza % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | **35.026** | 25.353 | 72,38 | **42.790** | 29.312 | 68,50 |
| Altri ricavi e proventi | **569** | 449 | 78,91 | **432** | 234 | 54,17 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | **34.280** | 21.267 | 62,04 | **39.996** | 22.803 | 57,01 |
| Altri proventi (oneri) operativi | **(192)** | (1.286) | n.s. | **705** | 2.731 | n.s. |
| Proventi finanziari | **5.768** | 1.576 | 27,32 | **4.344** | 713 | 16,41 |
| Oneri finanziari | **6.533** | 1.285 | 19,67 | **4.830** | 749 | 15,51 |
| Strumenti finanziari derivati | **287** | 6 | 2,09 | **(42)** | 39 | n.s. |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | **6.167** | - | n.s. | **2.282** | 546 | 23,93 |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

| (€ milioni) | 2024 | 2023 |
|---|---|---|
| Ricavi e proventi | 25.915 | 29.679 |
| Costi e oneri | (21.323) | (22.851) |
| Altri proventi (oneri) operativi | (1.286) | 2.731 |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | 2.603 | 654 |
| Interessi | 250 | (112) |
| **Flusso di cassa netto da attività operativa** | **6.159** | **10.101** |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | (100) | (51) |
| Disinvestimenti in partecipazioni | | 420 |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | 3 | 124 |
| Variazione crediti finanziari | 372 | (16.198) |
| **Flusso di cassa netto da attività di investimento** | **275** | **(15.705)** |
| Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing | (855) | 9.109 |
| **Flusso di cassa netto da attività di finanziamento** | **(855)** | **9.109** |
| **Totale flussi finanziari verso entità correlate** | **5.579** | **3.505** |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 2024 Totale | 2024 Entità correlate | 2024 Incidenza % | 2023 Totale | 2023 Entità correlate | 2023 Incidenza % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Flusso di cassa da attività operativa | **5.407** | 6.159 | n.s. | **6.178** | 10.101 | n.s. |
| Flusso di cassa da attività di investimento | **(1.412)** | 275 | n.s. | **(17.704)** | (15.705) | 88,71 |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | **(5.992)** | (855) | 14,27 | **10.999** | 9.109 | 82,82 |

## 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 modificazioni, 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 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[8].
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 2024, 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.

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:

(8) 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.

## EROGAZIONI CONCESSE

| Soggetto beneficiario | Importo del vantaggio economico corrisposto (€) |
|---|---|
| Fondazione Enrico Mattei (FEEM) | 4.000.000 |
| Fondazione Teatro alla Scala | 3.221.088 |
| Eni Foundation | 2.391.800 |
| Fondazione Giorgio Cini | 500.000 |
| EITI - Extractive Industries Transparency Initiative | 55.107 |
| Associazione Pionieri e Veterani Eni | 53.000 |
| Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese | 50.000 |
| FONDAZIONE COTEC - Fondazione per l'innovazione tecnologica | 50.000 |
| Amici della Terra Italia ONLUS | 50.000 |
| Aspen Institute Italia | 35.000 |
| E4IMPACT Foundation | 35.000 |
| Italiadecide | 35.000 |
| GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia | 28.200 |
| Voluntary Principles Association (VPA) | 25.038 |
| Associazione Cilla Liguria ODV | 21.000 |
| Associazione Amici della Luiss Guido Carli | 20.000 |
| Centro Studi Americani | 20.000 |
| Harvard University | 11.221 |
| Parks Liberi e Uguali | 10.000 |
| CasAmica ODV | 10.000 |

## 34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2024 e 2023 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

## 35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2024 e 2023 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

## 36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 6 marzo 2025, Eni e il fondo di private equity KKR hanno completato l'operazione di investimento da parte di KKR con l'acquisito un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Eni, Enilive, con un incasso di circa €2,97 miliardi.

In precedenza, a febbraio 2025, Eni e il fondo avevano definito un'operazione speculare alla prima per un ulteriore investimento del 5% di KKR in Enilive. Al perfezionamento di questa seconda transazione, il fondo avrà una partecipazione del 30%.

# 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 2024 di Eni SpA che chiude con l'utile di 6.419.275.358,30 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 6.419.275.358,30 euro alla riserva disponibile.

18 marzo 2025

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Zafarana

# 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 2024.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2024 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 2024:
   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.

18 marzo 2025

/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 2024 496
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024 496
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 542
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 546
Relazione della società di revisione sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità 547
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 553
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 563
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti 572

# ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2024

## Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024

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 2024, 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 2024, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

| | Imprese Controllate | | | Imprese a Controllo Congiunto e Collegate | | | Altre partecipazioni rilevanti[a] | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Italia | Estero | Totale | Italia | Estero | Totale | Italia | Estero | Totale |
| **Imprese consolidate con il metodo integrale** | **98** | **304** | **402** | | | | | | |
| **Imprese consolidate joint operation** | | | | **4** | **7** | **11** | | | |
| | | | | | | | | | |
| **Partecipazioni di imprese consolidate[b]** | | | | | | | | | |
| Valutate con il metodo del patrimonio netto | 13 | 57 | 70 | 25 | 79 | 104 | | | |
| Valutate con il metodo del costo | 4 | 3 | 7 | 2 | 24 | 26 | | | |
| Valutate con il metodo del fair value | | | | | | | 4 | 19 | 23 |
| | **17** | **60** | **77** | **27** | **103** | **130** | **4** | **19** | **23** |
| **Partecipazioni di imprese non consolidate** | | | | | | | | | |
| Possedute da imprese controllate | | | | | 3 | 3 | | | |
| Possedute da imprese a controllo congiunto | | | | 1 | 8 | 9 | | | |
| | | | | **1** | **11** | **12** | | | |
| **Totale** | **115** | **364** | **479** | **32** | **121** | **153** | **4** | **19** | **23** |

(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 ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 17 dicembre 2023 n. 209, recante le norme di attuazione della riforma fiscale in materia di fiscalità internazionale ha modificato la disciplina di cui all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. Le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano qualora i soggetti controllati non residenti integrino congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore al 15 per cento (pari al rapporto tra la somma delle imposte correnti, anticipate e differite iscritte nel proprio bilancio d'esercizio e l'utile ante imposte dell'esercizio risultante dal predetto bilancio), e a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi del soggetto 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 2024 Eni controlla 3 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato ai sensi di questa normativa. Le suddette 3 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 2024 sono oggetto di revisione contabile.

# IMPRESA CONSOLIDANTE

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni SpA**(#) | 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 | 28,50<br>2,00<br>6,18<br>63,32 |

# IMPRESE CONTROLLATE

## EXPLORATION & PRODUCTION

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Marine Services SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **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 Italia Srl (ex Eni Energia Italia Srl)** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Natural Energies SpA | 100,00 | | Co. |
| **Eni Natural Energies Mozambico Srl** | San Donato Milanese (MI) | Mozambico | EUR | 100.000 | Eni Natural Energies 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. |
| **EniProgetti SpA** | Venezia Marghera (VE) | Italia | EUR | 2.064.000 | 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 | | P.N. |
| **Eni Trade & Biofuels SpA** | Roma | Italia | EUR | 22.568.759 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Floaters SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 200.120.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Ieoc SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 1.518.000 | Eni SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Società Petrolifera Italiana SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 3.652.000 | 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 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 | 100.000.000 | 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. |
| **Bacton CCS Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 65.310.000 | Eni CCUS H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Burren Energy (Bermuda) Ltd**(1) | 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**(2) | Road Town (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. |
| **Eni Abu Dhabi BV**(3) | 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 | | P.N. |
| **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 | 36.864.768.292 | 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) | Bahrein | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **Eni BB Petroleum Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Petroleum Co Inc | 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.
(1) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicebre 1986, n. 917. La società risulta essere fiscalmente residente nel Regno Unito.
(2) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicebre 1986, n. 917; la società opera come 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni BTC Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **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 CCUS Holding Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 255.020.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni China BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Cina | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Congo SAU** | 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 | 2.014 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda** (in liquidazione) | Rio de Janeiro (Brasile) | Brasile | BRL | 1.597.792.240 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,99<br>(..) | | Co. |
| **Eni East Ganal Ltd** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni East Med BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 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 Energy Alam El Shawish BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Arguni I BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Ashrafi BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Australia Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | USD | 540.000.001 | Eni En. Holding NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Bonaparte Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni En. Australia Pty Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Bondco Ltd** (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni En. Group Midco Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Brasil Participações Ltda** | Rio de Janeiro (Brasile) | Brasile | BRL | 60.000.000 | Eni En. Holding NL BV<br>Eni En. E&P Hold. NL BV | 99,00<br>1,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Capital Ltd** (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 2 | Eni Energy Finance Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy E&P Holding Netherlands BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 18.200 | Eni En. Holding NL 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Energy East Ganal BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy East Sepinggan BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Egypt BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Exploration BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Facilities Netherlands BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Finance Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 3 | Eni Energy Group H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy France SAS** | Neuilly-Sur-Seine (Francia) | Francia | EUR | 137.740 | Eni En. International SAS | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Germany BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Germania | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Group Holdings Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 1 | Eni En. Group Midco Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Group Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 0,01 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Group Midco Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 1 | Eni Energy Group Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Group Resourcing Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni Energy Group H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Holding Netherlands BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 764.342.437,50 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Hydrogen BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Hydrogen Ltd** (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni Energy Group H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy International SAS** | Neuilly-Sur-Seine (Francia) | Francia | EUR | 196.184,08 | Eni Energy Group H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Jakarta BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Muara Bakau BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Netherlands Administration BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 1 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy Netherlands BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 113.500 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy North Ganal BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy North West El Amal BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Energy Participation Netherlands BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 36.320 | Eni Energy NL BV | 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 Energy Touat Holding BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy West Ganal BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 18.000 | Eni En. E&P Hold. NL 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 Ganal Deepwater Ltd(4)** | Hamilton (Bermuda) | Indonesia | USD | 12.700 | Eni Lasmo Plc | 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 GoM Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 5.000 | Eni Marketing Inc | 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 In Amenas Ltd** | Aberdeen (Regno Unito) | Algeria | USD | 1 | Eni Algeria Expl.BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni In Salah Ltd(5)** | Nassau (Bahamas) | Algeria | USD | 1.002 | Eni IS Exploration Ltd<br>Eni Algeria Expl.BV | 60,48<br>39,52 | 100,00 | C.I. |
| **Eni India Ltd** | Londra (Regno Unito) | India | GBP | 1 | 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(6)** | George Town (Isole Cayman) | Indonesia | USD | 1,01 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni International NA NV Sàrl** | Lussemburgo (Lussemburgo) | Regno Unito | USD | 25.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Investments Plc** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 750.050.000 | Eni SpA<br>Eni UK Ltd | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Eni Iran BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Iran | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **Eni Iraq BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Iraq | 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.
(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 opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(5) 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 in Algeria ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(6) 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni IS Exploration Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni Algeria Expl.BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Isatay BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni JPDA 03-13 Ltd** | Londra (Regno Unito) | Australia | GBP | 250.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni JPDA 06-105 Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 80.830.576 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Kenya BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kenya | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Krueng Mane Ltd** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 2 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Lasmo Plc** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 337.638.724,25 | Eni Investments Plc<br>Eni UK Ltd | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Eni Lebanon BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libano | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni UK Ltd | 100,00 | | P.N. |
| **Eni LNS Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Makassar Ltd**(7) | Hamilton (Bermuda) | Indonesia | USD | 12.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Marketing Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Maroc BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Marocco | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni México S. de RL de CV** | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 18.093.739.080,83 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,90<br>0,10 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Middle East Ltd**(8) | Londra (Regno Unito) | Emirati Arabi Uniti | GBP | 1 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Mozambique LNG Holding BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Muara Bakau BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Indonesia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Natural Energies Congo SAU** | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XOF | 10.000.000 | Eni Natural Energies SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Eni Natural Energies Côte d'Ivoire SA** | Abidjan (Costa d'Avorio) | Costa d'Avorio | XOF | 10.000.000 | Eni Natural Energies SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd** | Kinango (Kenya) | Kenya | KES | 1.500.000 | Eni Natural Energies SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Eni Natural Energies Vietnam Llc** | Ho Chi Minh City (Vietnam) | Vietnam | VND | 2.425.500.000 | Eni Natural Energies SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Eni Netherlands CCUS BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 100 | Eni En. E&P Hold. NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni New Energy Egypt SAE** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 250.000 | Eni International BV<br>Ieoc Exploration BV<br>Ieoc Production BV | 99,98<br>0,01<br>0,01 | | 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 opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(8) 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni North Africa BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni North Ganal Ltd** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Oil & Gas Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 100.800 | Eni America Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Oil Algeria Ltd** | Londra (Regno Unito) | Algeria | GBP | 1.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Oil Holdings BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 450.000 | Eni ULX Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Oman BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Oman | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Peri Mahakam Ltd** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 1 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Petroleum Co Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 290.125.000 | Eni SpA<br>Eni International BV | 60,06<br>39,94 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Petroleum US Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni BB Petroleum 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 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Qatar BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Qatar | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni RAK BV(9)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Rapak Deepwater Ltd(10)** | Hamilton (Bermuda) | Indonesia | USD | 12.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Rapak Ltd** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | GBP | 2 | Eni Indonesia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni RD Congo SA** | 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. |
| **Eni Rovuma Basin BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Mozambico | EUR | 20.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Sharjah BV(9)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni South China Sea Ltd Sàrl** | Lussemburgo (Lussemburgo) | Cina | USD | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **Eni Tellus CCS Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni CCUS H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Timor 22-23 BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Timor Est | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni TNS Ltd** | Aberdeen (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Trading & Shipping Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000.000 | Eni Petroleum Co Inc | 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. |

(*) 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 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.
(10) 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 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Tunisia BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Tunisia | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Turkmenistan Ltd(11)** | Hamilton (Bermuda) | Turkmenistan | USD | 20.000 | Burren En. (Berm) Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni UHL Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni UK Holding Plc** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 424.050.000 | Eni Lasmo Plc<br>Eni UK Ltd | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Eni UK Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 500.000.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **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 | 254.925.100 | 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 Ganal 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. |
| **Export LNG Ltd(12)** | Hong Kong (Hong Kong) | Hong Kong | USD | 1 | 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. |
| **Ieoc Exploration BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 20.000 | 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.
(11) 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 in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(12) 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ieoc Production BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Egitto | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Lasmo Sanga Sanga Ltd(13)** | 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 | 186.310.000 | Eni CCUS H. Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **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. |
| **Mizamtec Operating Company S. de RL de CV** | 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. |
| **Nigerian Agip Exploration Ltd** | Abuja (Nigeria) | Nigeria | NGN | 100.000.000 | Eni International BV<br>Eni Oil Holdings BV | 99,99<br>0,01 | 100,00 | C.I. |
| **Production North Sea Netherlands Ltd** | Wilmington (USA) | Paesi Bassi | USD | 1.000 | Eni Energy NL BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Zetah Congo Ltd(14)** | Nassau (Bahamas) | Repubblica del Congo | USD | 300 | Eni Congo SAU<br>Burren En. Congo Ltd | 66,67<br>33,33 | | Co. |
| **Zetah Kouilou Ltd(14)** | Nassau (Bahamas) | Repubblica del Congo | USD | 2.000 | Eni Congo SAU<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.
(13) 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.
(14) 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 E POWER

## Global Gas & LNG Portfolio

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **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. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o 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. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Power

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **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. |
| **EniPower Mantova SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 44.000.000 | EniPower SpA<br>Soci Terzi | 86,50<br>13,50 | 44,12 | 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 E CHIMICA

## Refining

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ecofuel SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 52.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Industrial Evolution SpA (ex Eni West Africa SpA)** | Roma | Italia | EUR | 1.000.000 | Eni SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Petroven Srl** | Genova | Italia | EUR | 918.520 | 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. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o 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(15)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Emirati Arabi Uniti | EUR | 20.000 | Eni Abu Dhabi R&T BV | 100,00 | | P.N. |
| **Eni USA R&M Co Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 11.000.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **Oléoduc du Rhône SA** | Bovernier (Svizzera) | Svizzera | CHF | 7.000.000 | 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.
(15) 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.

## Chimica

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Versalis SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 200.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Finproject SpA** | Morrovalle (MC) | Italia | EUR | 18.500.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Mater-Agro Srl** | Novara | Italia | EUR | 50.000 | Novamont SpA<br>Soci Terzi | 85,00<br>15,00 | | P.N. |
| **Matrìca SpA** | Porto Torres (SS) | Italia | EUR | 37.500.000 | Novamont SpA<br>Versalis SpA | 50,00<br>50,00 | 100,00 | C.I. |
| **Novamont SpA** | Novara | Italia | EUR | 20.000.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Rewave Srl** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 51.640 | Versalis SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Tecnofilm SpA** | Sant'Elpidio a Mare (FM) | Italia | EUR | 7.315.000 | Versalis SpA | 100,00 | | P.N. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Asian Compounds Ltd**(16) | Hong Kong (Hong Kong) | Hong Kong | HKD | 1.000 | Finproject Asia Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **BBI Sverige AB** | Torsby (Svezia) | Svezia | SEK | 100.000 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag Americas Inc** | Dunedin (USA) | USA | USD | 476 | BioBag International | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **BioBag Finland OY** | Vantaa (Finlandia) | Finlandia | EUR | 203.784 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag Inc** | Toronto (Canada) | Canada | CAD | 100 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag International AS** | Indre Østfold (Norvegia) | Norvegia | NOK | 3.565.000 | Novamont SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **BioBag Norge AS** | Indre Østfold (Norvegia) | Norvegia | NOK | 200.000 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag Plastics Ltd** | Dún Laoghaire (Irlanda) | Irlanda | EUR | 1.000 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag Polska Sp zoo** (in liquidazione) | Wroclaw (Polonia) | Polonia | PLN | 106.100 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **BioBag UK Ltd** | Belfast (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | BioBag International | 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.
(16) 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **BioBag Zenzo A/S** | Hillerød (Danimarca) | Danimarca | DKK | 400.000 | BioBag International | 100,00 | | P.N. |
| **Dagöplast AS** | Hiiumaa (Estonia) | Estonia | EUR | 76.800 | BioBag International | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörüen Mûködö Részvénytársaság** | Budapest (Ungheria) | Ungheria | HUF | 11.025.568.000 | Versalis SpA<br>Versalis Deutsch. GmbH<br>Versalis International SA | 96,34<br>1,83<br>1,83 | 100,00 | C.I. |
| **Finproject Asia Ltd**(17) | Hong Kong (Hong Kong) | Hong Kong | USD | 1.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Finproject Brasil Industria De Solados Eireli** | Franca (Brasile) | Brasile | BRL | 1.000.000 | Finproject SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Finproject Guangzhou Trading Co Ltd** | Guangzhou (Cina) | Cina | USD | 180.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Finproject India Pvt Ltd** | Jaipur (India) | India | INR | 121.767.880 | Versalis Asia Pacific<br>Finproject SpA | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Finproject Romania Srl** | Valea Lui Mihai (Romania) | Romania | RON | 7.523.030 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Finproject Viet Nam Company Limited** | Hai Phong (Vietnam) | Vietnam | VND | 19.623.250.000 | Versalis Asia Pacific | 100,00 | | P.N. |
| **Foam Creations (2008) Inc** | Quebec City (Canada) | Canada | CAD | 1.215.000 | Finproject SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Foam Creations México SA de CV** | León (Messico) | Messico | MXN | 35.956.433 | Foam Creations (2008)<br>Finproject SpA | 53,23<br>46,77 | 100,00 | C.I. |
| **Novamont France SAS** | Parigi (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Novamont SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Novamont GmbH** | Eschborn (Germania) | Germania | EUR | 25.564 | Novamont SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Novamont Iberia SLU** | Cornellà de Llobregat (Spagna) | Spagna | EUR | 50.000 | Novamont SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Novamont North America Inc** | Shelton (USA) | USA | USD | 50.000 | Novamont SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Padanaplast America Llc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 70.000 | Finproject SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Padanaplast Deutschland GmbH** | Hannover (Germania) | Germania | EUR | 25.000 | Finproject SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Versalis Americas Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 100.000 | Eni Petroleum Co Inc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Asia Pacific Pte Ltd (ex Versalis Singapore Pte Ltd)** | Singapore (Singapore) | Singapore | SGD | 15.927.500 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Congo Sarlu** | Pointe-Noir (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XAF | 1.000.000 | Versalis International SA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Deutschland GmbH** | Eschborn (Germania) | Germania | EUR | 100.000 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis France SAS** | Mardyck (Francia) | Francia | EUR | 126.115.582,90 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu** | Abidjan (Costa d'Avorio) | Costa d'Avorio | XOF | 270.000.000 | Versalis International SA | 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.
(17) 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 | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Versalis International SA** | Bruxelles (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. |
| **Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi** | Istanbul (Turchia) | Turchia | TRY | 20.000 | Versalis International SA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis México S. de RL de CV** | Città del Messico (Messico) | Messico | MXN | 45.001.000 | Versalis International SA<br>Versalis SpA | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Pacific (India) Private Ltd** | Mumbai (India) | India | INR | 238.700 | Versalis Asia Pacific<br>Versalis International SA | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd** | Shanghai (Cina) | Cina | CNY | 15.237.236 | Versalis Asia Pacific | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis UK Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 4.023.042 | Versalis SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Versalis Zeal Ltd** | Takoradi (Ghana) | Ghana | GHS | 5.650.000 | Versalis International SA<br>Soci Terzi | 80,00<br>20,00 | 80,00 | C.I. |
| **VME Oilfield Chemicals Llc** | Doha (Qatar) | Qatar | QAR | 1.000.000 | Versalis 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.

# ENILIVE E PLENITUDE

## Enilive

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)** | Roma | Italia | EUR | 418.494.406 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)** | Gela (CL) | Italia | EUR | 15.000.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in Aprilia Srl** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl** | San Donato 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 Milanese (MI) | Italia | EUR | 20.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in Po Energia Srl Società Agricola** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 10.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000 | EniBioCh4in SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **EniBioCh4in SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 2.500.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enimoov SpA** | Roma | Italia | EUR | 59.944.310 | Enilive 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Aten Oil Activos SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 303.000 | Aten Oil SLU | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Aten Oil Operaciones SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 703.000 | Aten Oil SLU | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Aten Oil Setor Activos SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 10.293.060 | Aten Oil Setor SLU | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Aten Oil Setor Operaciones SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 57.198.511 | Aten Oil Setor SLU | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Aten Oil Setor SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Enilive Iberia 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Aten Oil SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Enilive Iberia SLU | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Energy (Shanghai) Co Ltd** | Shanghai (Cina) | Cina | EUR | 5.000.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Austria GmbH (ex Eni Austria GmbH)** | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 78.500.000 | Enilive SpA<br>Enilive Deutsch. GmbH | 75,00<br>25,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Benelux BV (ex Eni Benelux BV)** | Rotterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 1.934.040 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)** | Monaco di Baviera (Germania) | Germania | EUR | 90.000.000 | Enilive SpA<br>Eni International BV | 89,00<br>11,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive France Sàrl (ex Eni France Sàrl)** | Lione (Francia) | Francia | EUR | 56.800.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Iberia SLU (ex Eni Iberia SLU)** | Alcobendas (Spagna) | Spagna | EUR | 17.299.100 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Marketing Austria GmbH (ex Eni Marketing Austria GmbH)** | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 19.621.665,23 | Enimoov Austria GmbH<br>Enilive SpA | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Schmiertechnik GmbH (ex Eni Schmiertechnik GmbH)** | Wurzburg (Germania) | Germania | EUR | 2.000.000 | Enilive Deutsch. GmbH | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive Suisse SA (ex Eni Suisse SA)** | Losanna (Svizzera) | Svizzera | CHF | 102.500.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enilive US Inc (ex Eni Sustainable Mobility US Inc)** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Enilive SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enimoov Austria GmbH (ex Eni Mineralölhandel GmbH)** | Vienna (Austria) | Austria | EUR | 34.156.232,06 | Enilive Austria GmbH | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Tasonis DirectorShip SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Enilive Iberia 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.

## Plenitude

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Plenitude SpA Società Benefit** | Milano | Italia | EUR | 833.135.092 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 92,42<br>7,58 | 92,42 | C.I. |
| **Agrikroton Srl - Società Agricola** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Alirsila Srl** | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Atis Floating Wind Srl** | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Be Charge Srl** | Milano | Italia | EUR | 500.000 | Be Power SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Be Charge Valle d'Aosta Srl** | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Be Charge Srl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Be Power SpA** | Milano | Italia | EUR | 698.251 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Borgia Wind Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Corridonia Energia Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Dynamica Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Ecoener Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Elettro Sannio Wind 2 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 1.225.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Enerkall Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Miniwind Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Renewables Italy SpA (ex Eni New Energy SpA)** | Milano | Italia | EUR | 9.296.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Società Agricola Bio Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Solar Abruzzo Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Solar II Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Plenitude Storage Italy Srl (ex Ruggiero Wind Srl)** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eolica Pietramontecorvino Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eolica Wind Power Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Evolvere Venture SpA** | Milano | Italia | EUR | 50.000 | Plen. En. Serv. SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Faren Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **FAS Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 119.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **FV4P Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Gemsa Solar Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **GPC Due Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 12.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **GPC Uno Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 25.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Green Parity Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Krimisa Floating Wind Srl** | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Lugo Società Agricola Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Lugo Solar Tech Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Marano Solar Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Marano Solare Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Marcellinara Wind Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 35.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Messapia Floating Wind Srl** | Milano | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | | P.N. |
| **Micropower Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 30.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Molinetto Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Faren Srl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Montefano Energia Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 20.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Monte San Giusto Solar Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Olivadi Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 31.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Pescina Wind Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Pieve5 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Plenitude Energy Services SpA (ex Evolvere SpA Società Benefit)** | Milano | Italia | EUR | 1.130.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Pollenza Sole Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 32.500 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Ravenna 1 FTV Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **RF-AVIO Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **RF-Cavallerizza Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SAV - Santa Maria Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Società Agricola Casemurate Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Società Agricola Isola d'Agri Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Società Agricola L'Albero Azzurro Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Tate Srl** | Bologna | Italia | EUR | 408.509,29 | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 36,00<br>64,00 | | P.N. |
| **Timpe Muzzunetti 2 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 2.500 | Eni Plen. Ren. Italy SpA<br>Soci Terzi | 70,00<br>30,00 | 64,70 | C.I. |
| **Vivaro FTV Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **VRG Wind 127 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **VRG Wind 149 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **W-Energy Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 93.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Wind Salandra Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Windsol Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 3.250.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Wind Turbines Engineering 2 Srl** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 5.450.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana** | Lubiana (Slovenia) | Slovenia | EUR | 12.956.935 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | 47,14 | C.I. |
| **Aleria Solar SAS** | Bastia (Francia) | Francia | EUR | 100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Almazara Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Alpinia Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Argenta Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Argon SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 180.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Armadura Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Arm Wind Llp** | Astana (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 48.175.700.000 | Eni Energy Solutions BV | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Athies-Samoussy Solar PV1 SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 68.000 | Krypton SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Athies-Samoussy Solar PV2 SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Krypton SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Athies-Samoussy Solar PV3 SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 36.000 | Krypton SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Athies-Samoussy Solar PV4 SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 14.000 | Xenon SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Athies-Samoussy Solar PV5 SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 14.000 | Xenon SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Atlante Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Belle Magiocche Solaire SAS** | Bastia (Francia) | Francia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Boceto Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Bonete Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Brazoria Class B Member Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Brazoria County Solar Project Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Brazoria HoldCo Llc | 100,00 | 85,47 | C.I. |
| **Brazoria HoldCo Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 190.593.950 | Brazoria Class B<br>Soci Terzi | 92,48<br>7,52 | 85,47 | C.I. |
| **Brown Chapel Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **BT Kellam Solar Llc** | Austin (USA) | USA | USD | 1.000 | Kellam Tax Eq. Partn. | 100,00 | 87,53 | C.I. |
| **Burlington Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Camelia Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Cattlemen Class A Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Celtis Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Chapitel Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Chimney Creek Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Corazon Energy Class B Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Corazon Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Corazon Tax Eq. Part. Llc | 100,00 | 88,17 | C.I. |
| **Corazon Energy Services Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | | P.N. |
| **Corazon Tax Equity Partnership Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 179.823.501 | Corazon En. Class B Llc<br>Soci Terzi | 95,40<br>4,60 | 88,17 | C.I. |
| **Cornisa Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Daviess County Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Desarrollos Empresariales Illas SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eagle Springs Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Ecovent Parc Eolic SAU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 1.037.350 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Ekain Renovables SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. T. S. Spain | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Emery Bull Creek Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Enera Conseil SAS** | Levallois-Perret (Francia) | Francia | EUR | 9.690 | Eni G&P France SA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Energía Eólica Boreas SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Energías Alternativas Eólicas Riojanas SL** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 2.008.901,71 | Eni Plenitude SpA SB<br>Energías Amb. de Outes | 57,50<br>42,50 | 92,42 | C.I. |
| **Energías Ambientales de Outes SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 643.451,49 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Energy Solutions BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Gas & Power France SA** | Levallois-Perret (Francia) | Francia | EUR | 239.500.800 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 99,99<br>(..) | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy Australia Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 4 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy Batchelor Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy Katherine Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd** | Perth (Australia) | Australia | AUD | 1 | Eni New En. Aus. Pty Ltd | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy US Holding Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc<br>Eni New Energy US Inv.Inc | 99,00<br>1,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy US Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni New Energy US Investing Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Plenitude Iberia SLU** | Santander (Spagna) | Spagna | EUR | 3.192.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Investment Colombia SAS** | Bogotà (Colombia) | Colombia | COP | 1.010.840.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | 47,14 | C.I. |
| **Eni Plenitude Investment Spain SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 100.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Operations France SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.116.489,72 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Renewables France SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 51.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 43.227.464 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl** | Lussemburgo (Lussemburgo) | Lussemburgo | EUR | 10.253.560 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Renewables Spain SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 6.680 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Rooftop France SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Technical Services Colombia SAS** | Bogotà (Colombia) | Colombia | COP | 1.000.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA<br>Soci Terzi | 60,00<br>40,00 | 55,45 | C.I. |
| **Eni Plenitude Technical Services Romania Srl** | Cluj-Napoca (Romania) | Romania | RON | 4.400 | Eni Plen. Ren. Italy SpA<br>Eni Plen. St. Italy Srl | 95,00<br>5,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eni Plenitude Technical Services Spain SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Eolica Cuellar de la Sierra SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 110.999,77 | Eni Plen. Inv. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Estanque Redondo Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Five Mile Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Flat Bayou Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Fortaleza Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Fotovoltaica Escudero SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Fotovoltaica Fotozar 5 SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 7.616 | Eni Plen. Ren. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Fotovoltaica Fotozar 6 SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 7.545 | Eni Plen. Ren. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Garita Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA** | Thessaloniki (Grecia) | Grecia | EUR | 13.761.788 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Golden Acres Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Granville Invest SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Guajillo Energy Storage Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Guillena Nivel II SL (ex Tebar Solar SLU)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Almazara Solar SLU<br>Atlante Solar SLU<br>Chapitel Solar SLU<br>Fortaleza Solar SLU<br>Garita Solar SLU | 20,00<br>20,00<br>20,00<br>20,00<br>20,00 | | 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.

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hanks Crossing Energy Llc** | Dover USA | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **HLS Bonete PV SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.602 | HLS Bonete Topco SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **HLS Bonete Topco SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 6.602 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Holding Lanas Solar Sàrl** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Huisache Solar Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Inveese SAS** | Bogotà (Colombia) | Colombia | COP | 100.000.000 | Eni Plen. Inv. Colombia<br>Soci Terzi | 75,00<br>25,00 | 35,35 | C.I. |
| **Kellam Solar Class B Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Kellam Tax Equity Partnership Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 40.236.049 | Kellam Solar Class B<br>Soci Terzi | 94,70<br>5,30 | 87,53 | C.I. |
| **Killington SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Krypton SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 180.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Ladronera Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Lanas Solar SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 100 | Holding Lanas Solar Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Lone Pine Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Maristella Directorship SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Membrio Solar SLU** | Lodosa (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Miburia Trade SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. T. S. Spain | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Muddy Creek Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Olea Solar SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Plumlee SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **POP Solar SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.000 | Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Renopool 1 SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.015 | Eni Plen. Ren. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Richwood Invest SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV1 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 37.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV2 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 39.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV3 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 37.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV4 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 36.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV5 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 37.600 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SKGRPV6 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 48.300 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV7 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 109.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV8 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 27.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV9 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 47.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV10 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 47.800 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV11 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 57.300 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV12 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 31.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV13 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 45.100 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV14 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 34.121.900 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV15 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 39.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV16 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 32.000 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV17 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 50.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV18 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 36.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV19 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 91.400 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **SKGRPV20 Single Member Private Company** | Atene (Grecia) | Grecia | EUR | 59.200 | Eni Plen. Renew. Hellas | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **South Triangle Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Tallahatchie Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Tantalio Renovables SLU** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plen. Ren. Spain SLU | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Timber Road Blue Harvest Class A Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 1 | Eni New Energy US Inc | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Turner Creek Energy Llc** | Dover (USA) | USA | USD | 10 | Eni New Energy US H. Llc | 100,00 | | P.N. |
| **Wind Grower SLU** | Ourense (Spagna) | Spagna | EUR | 593.000 | Eni Plen. T. S. Spain | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Wind Hero SLU** | Ourense (Spagna) | Spagna | EUR | 563.000 | Eni Plen. T. S. Spain | 100,00 | 92,42 | C.I. |
| **Xenon SAS** | Argenteuil (Francia) | Francia | EUR | 1.500.100 | Eni Plen. Op. Fr. SAS | 100,00 | 92,42 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Agenzia Giornalistica Italia SpA** | Roma | Italia | EUR | 2.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **D-Share SpA** | San Donato Milanese (MI) | 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 Insurance SpA** | Roma | Italia | EUR | 5.000.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eni Trading & Shipping SpA** (in liquidazione) | Roma | Italia | EUR | 334.171 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| **Eniquantic SpA** | Roma | Italia | EUR | 50.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 94,00<br>6,00 | | Co. |
| **EniServizi SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 13.427.419,08 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Eniverse Ventures Srl** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 1.550.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| **Enivibes Srl** | Vimodrone (MI) | Italia | EUR | 3.552.632 | Eniverse<br>Soci Terzi | 76,00<br>24,00 | 76,00 | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **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 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. |

(*) 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 | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Rewind SpA** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 101.755.495,30 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 99,99<br>(..) | 100,00 | C.I. |
| **Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA** (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 | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eni Rewind International BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| **Oleodotto del Reno SA** | Coira (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 | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Agri-Energy Srl(†)** | Jolanda di Savoia (FE) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Natural Energies SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Azule Energy Angola SpA** | San Donato Milanese (MI) | Angola | EUR | 20.200.000 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Mozambique Rovuma Venture SpA(†)** | San Donato 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 | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Agiba Petroleum Co(†)** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **Ashrafi Island Petroleum Co** (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **Azule Energy Angola (Block 18) BV** | Rotterdam (Paesi Bassi) | Angola | EUR | 2.275.625,42 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Angola BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Angola | EUR | 20.000 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Angola Production BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Angola | EUR | 20.000 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Exploration Angola (KB) Ltd** | Londra (Regno Unito) | Angola | USD | 1 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Exploration (Angola) Ltd** | Londra (Regno Unito) | Angola | USD | 1.000.000 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Gas Supply Services Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.000 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy Holdings Ltd(†)** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | USD | 1.000.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Azule Energy Ltd** | Londra (Regno Unito) | Angola | USD | 1 | Azule Energy Holdings Ltd | 100,00 | | |
| **Azule Energy US Gas Llc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 12.800.000 | Azule En. Gas Sup. S. Inc | 100,00 | | |
| **Barentsmorneftegaz Sàrl(†)** | Lussemburgo (Lussemburgo) | Russia | USD | 20.000 | Eni Energy Russia BV<br>Soci Terzi | 33,33<br>66,67 | | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)** | Maputo (Mozambico) | Mozambico | MZN | 2.500.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **Cardón IV SA(†)** | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Compañia 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 Mozamb. LNG 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 Mozamb. LNG H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | P.N. |
| **E&E Algeria Touat BV(†)** | L'Aja (Paesi Bassi) | Algeria | EUR | 63.149.580 | Eni En. Touat Hold. BV<br>Soci Terzi | 54,00<br>46,00 | | P.N. |
| **East Delta Gas Co** (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 37,50<br>62,50 | | Co. |
| **East Obaiyed Petroleum Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 37,50<br>62,50 | | Co. |
| **El Temsah Petroleum Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **El-Fayrouz Petroleum Co(†)** (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Exploration BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | |
| **Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)** | Lussemburgo (Lussemburgo) | Russia | USD | 20.000 | Eni Energy Russia BV<br>Soci Terzi | 33,33<br>66,67 | | P.N. |
| **In Salah Gas Ltd** | St. Helier (Jersey) | Paesi Bassi | GBP | 180 | Eni In Salah Ltd<br>Soci Terzi | 25,56<br>74,44 | | Co. |
| **In Salah Gas Services Ltd** | St. Helier (Jersey) | Paesi Bassi | GBP | 180 | Eni In Salah Ltd<br>Soci Terzi | 25,56<br>74,44 | | Co. |
| **Isatay Operating Company Llp(†)** | Astana (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 400.000 | Eni Isatay<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **Ithaca Energy Plc(#)** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 16.537.324,55 | Eni UK Ltd<br>Soci Terzi | 37,17<br>62,83 | | P.N. |
| **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(a) | Eni Oil & Gas Inc<br>Soci Terzi | 32,50<br>67,50 | | P.N. |
| **Mangistau Power BV(†)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Kazakhstan | USD | 104.381.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | | P.N. |
| **Mediterranean Gas Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **Meleiha Petroleum Company** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 37,50<br>62,50 | | Co. |
| **Mellitah Oil & Gas BV(†)** | 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 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 37,50<br>62,50 | | Co. |
| **NOGAT BV(†)** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 30.657.500 | Eni En. Holding NL BV<br>Soci Terzi | 15,00<br>85,00 | 15,00 | J.O. |
| **Noordgastransport BV** | L'Aja (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 18.151.208,64 | Eni En. Holding NL BV<br>Soci Terzi | 18,57<br>81,43 | | 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 extra-UE.
(†) 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Norpipe Terminal Holdco Ltd** | Londra (Regno Unito) | Norvegia | GBP | 55,69 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 14,20<br>85,80 | | P.N. |
| **North El Burg Petroleum Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **North El Hammad Petroleum Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | USD | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 18,75<br>81,25 | | Co. |
| **Petrobel Belayim Petroleum Co(†)** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **PetroBicentenario SA(†)** | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 | | P.N. |
| **PetroJunín SA(†)** | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0,02 | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 | | P.N. |
| **PetroSucre SA** | Caracas (Venezuela) | Venezuela | VED | 0 | Eni Venezuela BV<br>Soci Terzi | 26,00<br>74,00 | | P.N. |
| **Pharaonic Petroleum Co** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **Port Said Petroleum Co(†)** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **QatarEnergy LNG NFE (5)** | Doha (Qatar) | Qatar | USD | 1.175.885.000 | Eni Qatar BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | P.N. |
| **Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd** | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | Mozambico | USD | 50.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | P.N. |
| **Rovuma LNG SA** | Maputo (Mozambico) | Mozambico | MZN | 100.000.000 | Eni Mozamb. LNG H. BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | P.N. |
| **Shorouk Petroleum Company** | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Production BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **Société Centrale Electrique du Congo SA** | Pointe-Noire (Repubblica del Congo) | Repubblica del Congo | XAF | 44.732.000.000 | Eni Congo SAU<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 | | P.N. |
| **Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)** | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 5.000.000 | Eni Tunisia BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)** | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 100.000 | Eni Tunisia BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | Co. |
| **Tecninco Engineering Contractors Llp(†)** | Aksai (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 29.478.455 | EniProgetti SpA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 | | P.N. |
| **Thekah Petroleum Co** (in liquidazione) | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Ieoc Exploration BV<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | |
| **United Gas Derivatives Co** | New Cairo (Egitto) | Egitto | USD | 153.000.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 33,33<br>66,67 | | P.N. |
| **Vår Energi ASA(#)** | Sandnes (Norvegia) | Norvegia | NOK | 399.425.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 63,04<br>36,96 | | P.N. |
| **VIC CBM Ltd(†)** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | USD | 52.315.912 | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)** | Londra (Regno Unito) | Indonesia | USD | 25.631.640 | Eni Lasmo Plc<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **West Ashrafi Petroleum Co(†)** (in liquidazione) | 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.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

# GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

## Global Gas & LNG Portfolio

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SeaCorridor Srl(†)** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 100.000.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 50,10<br>49,90 | | P.N. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Blue Stream Pipeline Co BV(†)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Russia | USD | 22.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | 74,62(a) | J.O. |
| **Damietta LNG (DLNG) SAE(†)** | Damietta (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(†)** | Damietta (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(†)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Libia | EUR | 200.000.000 | Eni North Africa BV<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | 50,00 | J.O. |
| **Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA(†)** | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 11.100.000 | Eni International 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.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

## Power

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Società EniPower Ferrara Srl(†)** | 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.

# REFINING E CHIMICA

## Refining

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **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(†)** | 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. |
| **Green Hydrogen Venezia Srl(†)** | Verona | Italia | EUR | 10.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | 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(†)** | 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(†)** | Roma | Italia | EUR | 3.085.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 70,00<br>30,00 | | P.N. |
| **South Italy Green Hydrogen Srl(†)** | 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 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 BV<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 BV<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 | | P.N. |
| **Egyptian International Gas Technology Co** | New Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 100.000.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 | | P.N. |
| **Mediterranée Bitumes SA** | Tunisi (Tunisia) | Tunisia | TND | 1.000.000 | Eni International BV<br>Soci Terzi | 34,00<br>66,00 | | P.N. |
| **Supermetanol CA(†)** | 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(a) | 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.

## Chimica

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Brindisi Servizi Generali Scarl** | 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. |
| **IFM Ferrara ScpA** | 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. |
| **Polymer Servizi Ecologici Scarl** | Terni | Italia | EUR | 10.000 | Novamont SpA<br>Soci Terzi | 32,44<br>67,56 | | P.N. |
| **Priolo Servizi ScpA** | 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. |
| **Ravenna Servizi Industriali ScpA** | 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. |
| **Servizi Porto Marghera Scarl** | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **BioBag Baltic OÜ** | Tallinn (Estonia) | Estonia | EUR | 3.846 | BioBag International<br>Soci Terzi | 35,00<br>65,00 | | P.N. |
| **Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)** | Yeosu (Corea del Sud) | Corea del Sud | KRW | 701.800.000.000 | Versalis SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Versalis Chem-invest Llp(†)** | Uralsk City (Kazakhstan) | Kazakhstan | KZT | 64.194.000 | Versalis International SA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 | | P.N. |
| **VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)** | 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.

# ENILIVE E PLENITUDE

## Enilive

## ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)** | Schwedt (Germania) | Germania | EUR | 27.000 | Enilive Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi | 33,33<br>66,67 | | P.N. |
| **Agass Energy Solution Europe SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Aten Oil Setor SLU<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)** | Vohburg (Germania) | Germania | EUR | 10.226.000 | Enilive Deutsch. GmbH<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 | 20,00 | J.O. |
| **City Carburoil SA(†)** | Monteceneri (Svizzera) | Svizzera | CHF | 6.000.000 | Enilive Suisse SA<br>Soci Terzi | 49,91<br>50,09 | | P.N. |
| **ENEOS Italsing Pte Ltd** | Singapore (Singapore) | Singapore | SGD | 12.000.000 | Enilive SpA<br>Soci Terzi | 22,50<br>77,50 | | P.N. |
| **Fuelling Aviation Services GIE** | Tremblay-en-France (Francia) | Francia | EUR | 0 | Enilive France Sàrl<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **LG-Eni BioRefining Co Ltd** | Seosan-Si (Corea del Sud) | Corea del Sud | KRW | 6.804.000.000 | Enilive SpA<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 | | P.N. |
| **Pengerang Biorefinery Sdn Bhd(†)** | Kuala Lumpur (Malesia) | Malesia | MYR | 67.500.000 | Enilive SpA<br>Soci Terzi | 47,50<br>52,50 | | P.N. |
| **Routex BV** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | EUR | 67.500 | Enilive SpA<br>Routex BV<br>Soci Terzi | 20,00(a)<br>20,00<br>60,00 | | P.N. |
| **Saraco SA** | Meyrin (Svizzera) | Svizzera | CHF | 420.000 | Enilive Suisse SA<br>Soci Terzi | 20,00<br>80,00 | | Co. |
| **St. Bernard Renewables Llc(†)** | Wilmington (USA) | USA | USD | 1.000 | Enilive US Inc<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)** | Salisburgo (Austria) | Austria | EUR | 43.603,70 | Enilive Mark. A. GmbH<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Weat Electronic Datenservice GmbH** | Düsseldorf (Germania) | Germania | EUR | 409.034 | Enilive 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: Enilive SpA 25,00
Soci Terzi 75,00

# Plenitude

## IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Bettercity SpA** | Bergamo | Italia | EUR | 4.050.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Evogy Srl Società Benefit(†)** | Seriate (BG) | Italia | EUR | 11.785,71 | Evolvere Venture SpA<br>Soci Terzi | 54,55<br>45,45 | | P.N. |
| **GreenIT SpA(†)** | San Donato Milanese (MI) | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | | P.N. |
| **Hergo Renewables SpA(†)** | Milano | Italia | EUR | 50.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 65,00<br>35,00 | | P.N. |
| **Siel Agrisolare Srl(†)** | Cesena (FC) | Italia | EUR | 10.000 | Eni Plen. Ren. Italy SpA<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | | P.N. |

## ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **2022 Sol VII Llc(†)** | Wilmington (USA) | USA | USD | 84.794.091 | Timber Road Blue Harvest<br>Soci Terzi | 75,26<br>24,74 | | P.N. |
| **2023 Sol IX Llc(†)** | Wilmington (USA) | USA | USD | 210.333.261 | Cattlemen Class A Llc<br>Soci Terzi | 73,59<br>26,41 | | P.N. |
| **Bluebell Solar Class A Holdings II Llc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 82.351.634 | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 99,00<br>1,00 | | P.N. |
| **Clarensac Solar SAS** | Fuveau (Francia) | Francia | EUR | 25.000 | Eni Plen. Op. Fr. SAS<br>Soci Terzi | 40,00<br>60,00 | | P.N. |
| **EnerOcean SL(†)** | Malaga (Spagna) | Spagna | EUR | 493.320 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 37,70<br>62,30 | | P.N. |
| **Evacuación San Serván 400 SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Renopool 1 SLU<br>Soci Terzi | 68,77<br>31,23 | | P.N. |
| **Grijota Renovables SL** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Fotovoltaica Fotozar 6<br>Fotovoltaica Fotozar 5<br>Soci Terzi | 8,67<br>8,66<br>82,67 | | 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Guillena 400 Promotores SL(†)** | Siviglia (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Almazara Solar SLU<br>Atlante Solar SLU<br>Chapitel Solar SLU<br>Fortaleza Solar SLU<br>Garita Solar SLU<br>Soci Terzi | 6,99<br>6,99<br>6,99<br>6,99<br>6,99<br>65,05 | | P.N. |
| **Infraestructuras Renovables de Entrenúcleos SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Killington SLU<br>Granville Invest SLU<br>Plumlee SLU<br>Richwood Invest SLU<br>Soci Terzi | 12,24<br>12,23<br>12,23<br>12,23<br>51,07 | | P.N. |
| **Infraestructuras San Serván SET 400 SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 90.000 | Renopool 1 SLU<br>Soci Terzi | 42,31<br>57,69 | | P.N. |
| **Instalaciones San Serván II 400 SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 11.026 | Renopool 1 SLU<br>Soci Terzi | 52,38<br>47,62 | | P.N. |
| **Mangistau Renewables BV(†)** | Amsterdam (Paesi Bassi) | Paesi Bassi | USD | 42.822.000 | Eni Energy Solutions BV<br>Soci Terzi | 51,00<br>49,00 | | P.N. |
| **Novis Renewables Holdings Llc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 49,00<br>51,00 | | P.N. |
| **Novis Renewables Llc(†)** | Wilmington (USA) | USA | USD | 100 | Eni New Energy US Inc<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Parc Tramuntana SL(†)** | Cerdanyola del Valles (Spagna) | Spagna | EUR | 3.500 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Parque Eolico Marino La Janda SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Parque Eolico Marino Nordes SL(†)** | La Coruña (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Parque Eolico Marino Tarahal SL(†)** | Las Palmas de Gran Canaria (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo(†)** | Varsavia (Polonia) | Polonia | PLN | 5.000 | Eni Energy Solutions BV<br>Soci Terzi | 95,00<br>5,00 | | P.N. |
| **Promotores Caparacena 400 SL** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Ladronera Solar SLU<br>Boceto Solar SLU<br>Cornisa Solar SLU<br>Soci Terzi | 8,21<br>7,30<br>7,30<br>77,19 | | P.N. |
| **ST Becerril Renovables SL(†)** | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Fotovoltaica Fotozar 6<br>Fotovoltaica Fotozar 5<br>Soci Terzi | 17,37<br>17,36<br>65,27 | | P.N. |
| **Tramuntana Energy LAB SL(†)** | Cerdanyola del Valles (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Eni Plenitude SpA SB<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | | P.N. |
| **Vårgrønn AS(†)** | Stavanger (Norvegia) | Norvegia | NOK | 800.000 | Eni Energy Solutions BV<br>Soci Terzi | 65,00<br>35,00 | | P.N. |

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutlopazione 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 di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl(†)** | Frascati (RM) | Italia | EUR | 1.000.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 25,00<br>75,00 | | Co. |
| **Energy Dome SpA** | Milano | Italia | EUR | 190.425,41 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Saipem SpA(#)(†)** | Milano | Italia | EUR | 501.669.790,83 | Eni SpA<br>Saipem SpA<br>Soci Terzi | 21,19(a)<br>1,92<br>76,89 | | P.N. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Avanti Battery Company** | Natick (USA) | USA | USD | 813,58 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Commonwealth Fusion Systems Llc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 943,23 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Cool Planet Technologies Ltd** | Londra (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 1.000 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **CZero Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 570,88 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Form Energy Inc** | Somerville (USA) | USA | USD | 1.149,76 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **M2X Energy Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 24,76 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Mantel Capture Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 989,01 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **sHYp BV PBC** | Wilmington (USA) | USA | USD | 103,01 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Swift Solar Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 170,58 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Thiozen Inc** | Wilmington (USA) | USA | USD | 363,90 | Eni Next Llc<br>Soci Terzi | | | P.N. |
| **Tidal Vision Products Inc** | Dover (USA) | USA | USD | 1.347,81 | 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 21,61
Soci Terzi 78,39

## Altre attività

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **HEA SpA(†)** | Bologna | Italia | EUR | 50.000 | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 50,00<br>50,00 | 50,00 | J.O. |
| **LabAnalysis Environmental Science Srl(†)** | San Giovanni Teatino (CH) | Italia | EUR | 100.000 | Eni Rewind SpA<br>Soci Terzi | 30,00<br>70,00 | | 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.

# ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

## EXPLORATION & PRODUCTION

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BF SpA(#) | Jolanda di Savoia (FE) | Italia | EUR | 261.883.391 | Eni Natural Energies SpA<br>Soci Terzi | 5,32<br>94,68 | F.V. |
| Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione | Pisa | Italia | EUR | 142.000 | Eni SpA<br>Soci Terzi | 12,50<br>87,50 | F.V. |
| Società Italiana Sementi SpA | San Lazzaro di Savena (BO) | Italia | EUR | 40.790.314,24 | Eni Natural Energies SpA<br>Soci Terzi | 17,24<br>82,76 | F.V. |

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o 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. |
| Alam El Shawish Petroleum Co | Il Cairo (Egitto) | Egitto | EGP | 20.000 | Eni En. Alam El Shaw. BV<br>Soci Terzi | 12,50<br>87,50 | 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 Urban Renewal Company Llc | West Trenton (USA) | USA | USD | 0(a) | 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 Company 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 | Ieoc 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 & LNG PORTFOLIO E POWER

## Global Gas & LNG Portfolio

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **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 E CHIMICA

## Refining

### ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR"** | Al Jubail (Arabia Saudita) | Arabia Saudita | SAR | 1.200.000.000 | Ecofuel SpA<br>Soci Terzi | 10,00<br>90,00 | 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.

# ENILIVE E PLENITUDE

## Enilive

## ALL'ESTERO

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS | Nanterre (Francia) | Francia | EUR | 207.500 | Enilive 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 | Enilive France Sàrl<br>Soci Terzi | 16,81<br>83,19 | F.V. |
| Gestión de Envases Comerciales e Industriales SL | Madrid (Spagna) | Spagna | EUR | 3.000 | Enilive Iberia SLU<br>Soci Terzi | 16,40<br>83,60 | F.V. |
| Joint Inspection Group Ltd | Cambourne (Regno Unito) | Regno Unito | GBP | 0(a) | Enilive SpA<br>Soci Terzi | 12,50<br>87,50 | F.V. |
| S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc | Tremblay-en-France (Francia) | Francia | EUR | 40.000 | Enilive 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 | Enilive Iberia SLU<br>Soci Terzi | 15,45<br>84,55 | F.V. |
| TAR - Tankanlage Ruemlang AG | Ruemlang (Svizzera) | Svizzera | CHF | 3.259.500 | Enilive Suisse SA<br>Soci Terzi | 16,27<br>83,73 | 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

## Altre attività

### IN ITALIA

| Denominazione | Sede legale | Sede operativa | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | Metodo di consolidamento o di valutazione(*) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ottana Sviluppo ScpA** (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.

# Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

## Imprese consolidate con il metodo integrale

### Imprese incluse (n. 65)

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Aten Oil Activos SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Aten Oil Operaciones SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Aten Oil Setor Activos SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Aten Oil Setor Operaciones SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Aten Oil Setor SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Aten Oil SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Bacton CCS Ltd** | Londra | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Cattlemen Class A Llc** | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| **Enera Conseil SAS** | Levallois-Perret | Plenitude | Acquisizione del controllo |
| **EniProgetti Egypt Ltd** | Il Cairo | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Eniverse Ventures Srl** | San Donato Milanese (MI) | Corporate e società finanziarie | Sopravvenuta rilevanza |
| **Enivibes Srl** | Vimodrone (MI) | Corporate e società finanziarie | Sopravvenuta rilevanza |
| **Eni Energy Alam El Shawish BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Arguni I BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Ashrafi BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Australia Pty Ltd** | Perth | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Bonaparte Pty Ltd** | Perth | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Bondco Ltd** (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Brasil Participações Ltda** | Rio de Janeiro | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Capital Ltd** (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy E&P Holding Netherlands BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy E&P UKCS Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy E&P UK Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy East Ganal BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy East Sepinggan BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Egypt BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Exploration BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Facilities Netherlands BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Eni Energy Finance Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy France SAS** | Neuilly-Sur-Seine | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Germany BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Group Holdings Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Group Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Group Midco Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Group Resourcing Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Holding Netherlands BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Hydrogen BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Hydrogen Ltd** (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy International SAS** | Neuilly-Sur-Seine | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Jakarta BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Muara Bakau BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Netherlands Administration BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Netherlands BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy North Ganal BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy North West El Amal BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Participation Netherlands BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy Touat Holding BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Energy West Ganal BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Insurance SpA** | Roma | Corporate e società finanziarie | Costituzione |
| **Eni Marine Services SpA** | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Eni Natural Energies Côte d'Ivoire SA** | Abidjan | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Eni Natural Energies Mozambico Srl** | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Eni Netherlands CCUS BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Tellus CCS Ltd** | Londra | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Eni Timor 22-23 BV** | Amsterdam | Exploration & Production | Sopravvenuta rilevanza |
| **Fotovoltaica Fotozar 5 SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Fotovoltaica Fotozar 6 SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |
| **Granville Invest SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |
| **Killington SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |
| **Plumlee SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |
| **Production North Sea Netherlands Ltd** | Wilmington | Exploration & Production | Acquisizione |
| **Richwood Invest SLU** | Madrid | Plenitude | Acquisizione |
| **Tasonis DirectorShip SLU** | Madrid | Enilive | Acquisizione |
| **Timber Road Blue Harvest Class A Llc** | Dover | Plenitude | Acquisizione |
| **Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu** | Abidjan | Chimica | Sopravvenuta rilevanza |

## Imprese escluse (n. 37)

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Anberia Invest SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Burren Shakti Ltd** (in liquidazione) | Hamilton | Exploration & Production | Cancellazione |
| **Corlinter 5000 SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Desarrollos Energéticos Riojanos SL** | Madrid | Plenitude | Fusione |
| **EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola** | San Donato Milanese (MI) | Enilive | Fusione |
| **EniBioCh4in Flaibano Srl Società Agricola** | San Donato Milanese (MI) | Enilive | Fusione |
| **EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl** | San Donato Milanese (MI) | Enilive | Fusione |
| **EniBioCh4in Service BioGas Srl** | San Donato Milanese (MI) | Enilive | Fusione |
| **Eni Algeria Ltd Sàrl** | Lussemburgo | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| **Eni Bahrain BV** | Amsterdam | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| **Eni Ecuador SA** | Quito | Refining | Cessione |
| **Eni Elgin/Franklin Ltd** | Londra | Exploration & Production | Business Combination |
| **Eni Energy E&P UKCS Ltd** | Londra | Exploration & Production | Business Combination |
| **Eni Energy E&P UK Ltd** | Londra | Exploration & Production | Business Combination |
| **Eni JPDA 11-106 BV** | Amsterdam | Exploration & Production | Cessione |
| **Eni MOG Ltd** (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Cancellazione |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Solar III Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Solar Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Technical Services Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Wind & Energy Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Wind 2020 Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Plenitude Wind 2022 SpA** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Eni Timor Leste SpA** | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| **Eni UKCS Ltd** | Londra | Exploration & Production | Business Combination |
| **Esain SA** | Quito | Refining | Cessione |
| **Guillena Nivel II SL (ex Tebar Solar SLU)** | Madrid | Plenitude | Sopravvenuta irrilevanza |
| **Guilleus Consulting SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Ieoc SpA** | San Donato Milanese (MI) | Exploration & Production | Sopravvenuta irrilevanza |
| **Ixia Solar SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Mater-Biotech SpA** | Novara | Chimica | Fusione |
| **Nigerian Agip Oil Co Ltd** | Abuja | Exploration & Production | Cessione |
| **Opalo Solar SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Pistacia Solar SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Punes Trade SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |
| **Società Agricola Agricentro Srl** | Cesena | Plenitude | Fusione |
| **Zinnia Solar SLU** | Madrid | Plenitude | Cancellazione |

## Imprese consolidate joint operation

### Imprese Incluse (n. 2)

| | | | |
|---|---|---|---|
| **NOGAT BV** | L'Aja | Exploration & Production | Acquisizione del controllo congiunto |
| **HEA SpA** | Bologna | Altre attività | Sopravvenuta rilevanza |

# Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

| (€ migliaia) | Revisore della capogruppo | | | Rete del revisore della capogruppo | | | Totale | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tipologia di servizi | Società capogruppo | Società controllate[1] | Gruppo Eni | Società capogruppo | Società controllate[1] | Gruppo Eni | Società capogruppo | Società controllate[1] | Gruppo Eni |
| Revisione legale dei conti | 10.220 | 5.490 | 15.710 | 96 | 12.429 | 12.525 | 10.316 | 17.920 | 28.235 |
| Servizi di attestazione | 1.532 | 149 | 1.681 | - | 182 | 182 | 1.532 | 330 | 1.863 |
| Servizi di consulenza fiscale | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Altri servizi | 843 | 311 | 1.153 | 66 | 520 | 586 | 908[2] | 831[3] | 1.739 |
| **Totale corrispettivi** | **12.595** | **5.950** | **18.544** | **162** | **13.131** | **13.293** | **12.756** | **19.081** | **31.837** |

(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 sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità

pwc

***Relazione della società di revisione indipendente sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità***

*ai sensi dell'articolo 14-bis del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39*

***Eni SpA***

pwc

# *Relazione della società di revisione indipendente sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità*

*ai sensi dell'articolo 14-bis del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39*

Agli azionisti di
Eni SpA

## *Conclusioni*

Ai sensi degli artt. 8 e 18, comma 1, del DLgs 6 settembre 2024, n° 125 (di seguito anche il "Decreto"), siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della rendicontazione di sostenibilità del gruppo Eni (di seguito anche il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 predisposta ai sensi dell'articolo 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della relazione consolidata sulla gestione.

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che:

- la rendicontazione di sostenibilità del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità ai principi di rendicontazione adottati dalla Commissione Europea ai sensi della Direttiva (UE) 2013/34/UE (*European Sustainability Reporting Standards*, nel seguito anche "ESRS");
- le informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della rendicontazione di sostenibilità non siano state redatte, in tutti gli aspetti significativi, in conformità all'articolo 8 del Regolamento (UE) n° 852 del 18 giugno 2020 (nel seguito anche "Regolamento Tassonomia").

## *Elementi alla base delle conclusioni*

Abbiamo svolto l'incarico di esame limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia). Le procedure svolte in tale tipologia di incarico variano per natura e tempistica rispetto a quelle necessarie per lo svolgimento di un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole e sono altresì meno estese. Conseguentemente, il livello di sicurezza ottenuto in un incarico di esame limitato è sostanzialmente inferiore rispetto al livello di sicurezza che sarebbe stato ottenuto se fosse stato svolto un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole. Le nostre responsabilità ai sensi di tale Principio sono ulteriormente descritte nella sezione *"Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità"* della presente relazione.

***PricewaterhouseCoopers SpA***

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C .F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

Siamo indipendenti in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili all'incarico di attestazione della rendicontazione di sostenibilità nell'ordinamento italiano.

La nostra società di revisione applica il Principio internazionale sulla gestione della qualità ISQM Italia 1 in base al quale è tenuta a configurare, mettere in atto e rendere operativo un sistema di gestione della qualità che includa direttive o procedure sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e regolamentari applicabili.

Riteniamo di aver acquisito evidenze sufficienti e appropriate su cui basare le nostre conclusioni.

### *Altri aspetti - Informazioni comparative*

Le informazioni comparative presentate nella rendicontazione di sostenibilità riferite all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 non sono state sottoposte a verifica.

### *Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale di Eni SpA per la rendicontazione di sostenibilità*

Gli amministratori sono responsabili per lo sviluppo e l'implementazione delle procedure attuate per individuare le informazioni incluse nella rendicontazione di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dagli ESRS (nel seguito il "processo di valutazione della materialità") e per la descrizione di tali procedure nella nota "Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità" della rendicontazione di sostenibilità.

Gli amministratori sono inoltre responsabili per la redazione della rendicontazione di sostenibilità, che contiene le informazioni identificate mediante il processo di valutazione della materialità, in conformità a quanto richiesto dall'articolo 4 del Decreto, inclusa:

- la conformità agli ESRS;
- la conformità all'articolo 8 del Regolamento Tassonomia delle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea".

Tale responsabilità comporta la configurazione, la messa in atto e il mantenimento, nei termini previsti dalla legge, di quella parte del controllo interno ritenuta necessaria dagli amministratori al fine di consentire la redazione di una rendicontazione di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dall'articolo 4 del Decreto, che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Tale responsabilità comporta altresì la selezione e l'applicazione di metodi appropriati per elaborare le informazioni nonché l'elaborazione di ipotesi e stime in merito a specifiche informazioni di sostenibilità che siano ragionevoli nelle circostanze.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

pwc

### *Limitazioni intrinseche nella redazione della rendicontazione di sostenibilità*

Ai fini della rendicontazione delle informazioni prospettiche in conformità agli ESRS, agli Amministratori è richiesta l'elaborazione di tali informazioni sulla base di ipotesi, descritte nella rendicontazione di sostenibilità, in merito a eventi che potranno accadere in futuro e a possibili future azioni da parte del Gruppo. A causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento sia per quanto riguarda la misura e la tempistica della sua manifestazione, gli scostamenti fra i valori consuntivi e le informazioni prospettiche potrebbero essere significativi.

L'informativa fornita dal Gruppo in merito alle emissioni di Scope 3 è soggetta a maggiori limitazioni intrinseche rispetto a quelle Scope 1 e 2, a causa della scarsa disponibilità e precisione delle informazioni, sia di natura quantitativa sia di natura qualitativa, relative alla catena del valore.

### *Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità*

I nostri obiettivi sono pianificare e svolgere procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la rendicontazione di sostenibilità non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, ed emettere una relazione contenente le nostre conclusioni. 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 degli utilizzatori prese sulla base della rendicontazione di sostenibilità.

Nell'ambito dell'incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata dell'incarico.

Le nostre responsabilità includono:

- la considerazione dei rischi per identificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo, sia dovuto a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali;
- la definizione e lo svolgimento di procedure per verificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo. 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;
- la direzione, la supervisione e lo svolgimento dell'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità e l'assunzione della piena responsabilità delle conclusioni sulla rendicontazione di sostenibilità.

pwc

### *Riepilogo del lavoro svolto*

Un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato comporta lo svolgimento di procedure per ottenere evidenze quale base per la formulazione delle nostre conclusioni.

Le procedure svolte si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale del Gruppo Eni responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella rendicontazione di sostenibilità, nonché analisi di documenti, ricalcoli e altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

Abbiamo svolto le seguenti principali procedure:

- comprensione del modello di *business*, delle strategie del Gruppo e del contesto in cui opera con riferimento alle questioni di sostenibilità;
- comprensione e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di rendicontazione, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dagli standard ESRS;
- comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative incluse nella rendicontazione di sostenibilità;
- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per l'identificazione e la valutazione degli impatti, rischi ed opportunità rilevanti, in base al principio di doppia materialità, in relazione alle questioni di sostenibilità e, sulla base delle informazioni ivi acquisite, svolgimento di considerazioni in merito ad eventuali elementi contraddittori emersi che possano evidenziare l'esistenza di questioni di sostenibilità non considerate dal Gruppo nel processo di valutazione della materialità;
- identificazione dell'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo;
- definizione e svolgimento delle procedure, basate sul nostro giudizio professionale, per rispondere ai rischi di errore significativi identificati; in particolare:
  a) con riferimento alle informazioni qualitative, abbiamo effettuato interviste e acquisito la relativa documentazione di supporto al fine di verificarne la coerenza con quanto riportato nella rendicontazione di sostenibilità;
  b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo verificato la corretta aggregazione dei dati, il rispetto delle procedure adottate dal Gruppo e la corretta applicazione dei metodi di calcolo utilizzati. Le verifiche hanno riguardato procedure analitiche e acquisizione di riscontri documentali a livello di capogruppo e per un campione di società facenti parte del perimetro di rendicontazione;
- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per identificare le attività economiche ammissibili e determinarne la natura allineata in base alle previsioni del Regolamento Tassonomia e verifica della relativa informativa inclusa nella rendicontazione di sostenibilità;
- riscontro delle informazioni riportate nella rendicontazione di sostenibilità con le informazioni contenute nel bilancio consolidato ai sensi del quadro sull'informativa finanziaria applicabile o con i dati contabili utilizzati per la redazione del bilancio stesso o con i dati gestionali di natura contabile;

- verifica della struttura e della presentazione dell'informativa inclusa nella rendicontazione di sostenibilità in conformità con gli ESRS;
- ottenimento della lettera di attestazione.

Roma, 4 aprile 2025

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

# Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato

pwc

**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 2024**

pwc

# 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 2024, dal conto economico, dal prospetto dell'utile 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 le informazioni rilevanti sui 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 2024, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e 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 e 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

*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 Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 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 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 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**

pwc

contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti, non esprimiamo un giudizio separato.

| *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**<br><br>*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 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato* | |
| Le voci "Immobili, impianti e macchinari" e "Diritto di utilizzo beni in leasing" accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 38.229 milioni, "Attività esplorativa e di appraisal E&P" per Euro 1.742 milioni, "Immobilizzazioni in corso E&P" per Euro 11.296 milioni e diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 4.266 milioni.<br><br>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 2024 ammonta ad Euro 9.049 milioni.<br><br>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 2024 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.353 milioni.<br><br>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 | 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, nonché la coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2025 - 2028 e nel Piano strategico a lungo termine al 2050.<br><br>Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.<br><br>Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli delle quote di ammortamento. |

pwc

| *Aspetti chiave* | *Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave* |
|---|---|
| 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.<br><br>Al 31 dicembre 2024 le svalutazioni, al netto delle riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing, riferite al settore E&P, sono pari ad Euro 2.203 milioni.<br><br>Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.<br><br>La stima delle riserve di idrocarburi dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:<br><br>(i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;<br>(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;<br>(iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;<br>(iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente;<br>(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 esistenti alla data della stima.<br><br>Ai fini della determinazione del valore recuperabile degli asset minerari, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei | Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:<br><br>(i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché degli accordi minerari sottostanti;<br>(ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa tempistica di sostenimento.<br><br>Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'*impairment* test sono state le seguenti:<br><br>(i) verifica della coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare dell'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e della relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;<br>(ii) 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 2025-2028 e il Piano strategico a lungo termine al 2050;<br>(iii) verifica della 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;<br>(iv) verifica della ragionevolezza delle stime di produzione, dei prezzi e dei costi operativi e di sviluppo effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi, confrontandole con i valori consuntivi (cd "retrospective review"), finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management;<br>(v) verifica delle analisi di sensitività effettuate dal Gruppo che includono (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli |

pwc

| *Aspetti chiave* | *Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave* |
|---|---|
| costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. 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 e altri fattori.<br><br>Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti alla stima del valore d'uso, il management di Eni ha elaborato delle analisi di sensitività dei valori degli assets Oil & Gas a differenti scenari rispetto al caso base: (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività, (iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO2 dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla *International Energy Agency* ("IEA") dal 2030 in poi, integrate, per gli anni antecedenti non coperti dalle proiezioni IEA, dalle previsioni di prezzo dello scenario Eni del piano quadriennale approvato dalla Direzione e successiva interpolazione lineare fino al 2030.<br><br>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 dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio. | idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) un incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività, (iii) le assunzioni sulle proiezioni dei prezzi degli idrocarburi e dei costi della CO2 dello scenario di decarbonizzazione denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA dal 2030 in poi, integrate per gli anni antecedenti non coperti dalle proiezioni IEA, dalle previsioni di prezzo dello scenario Eni del piano quadriennale approvato dalla Direzione e successiva interpolazione lineare fino al 2030.<br><br>I nostri esperti con competenze in materia di valutazione di risorse minerarie, coadiuvati da esperti di sistemi e processi, ci hanno supportato (i) nella comprensione, valutazione e verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti ai fini dell'adeguatezza delle stime, delle assunzioni e dei metodi utilizzati dagli esperti interni al Gruppo per la stima delle riserve di idrocarburi, (ii) nell'analisi del processo di identificazione, misurazione e rilevazione dei dati finanziari e non finanziari utilizzati dagli esperti interni al Gruppo nello sviluppo dei modelli di stima, (iii) nella verifica della completezza e accuratezza della produzione storica utilizzata dagli esperti interni al Gruppo nella stima dei volumi di produzione futuri, (iv) nella verifica della coerenza tra i dati geologici e tecnico-ingegneristici misurati e rilevati da terzi e utilizzati dagli esperti interni al Gruppo per la stima delle riserve di idrocarburi e, (v) nella verifica della completezza e accuratezza dei dati trasmessi agli esperti esterni al Gruppo, con i dati utilizzati dagli esperti interni al Gruppo, per la stima della valutazione delle riserve di idrocarburi.<br><br>È stata valutata la competenza tecnica degli esperti interni ed esterni e, l'obiettività di quest'ultimi, coinvolti nel processo di valutazione delle riserve di idrocarburi.<br><br>I nostri esperti in materia di valutazioni ci hanno supportato nella verifica della |

pwc

| *Aspetti chiave* | *Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave* |
|---|---|
| | coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2025 – 2028 e nel Piano strategico a lungo termine al 2050 con le prospettive macroeconomiche del settore E&P e, 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.<br><br>È stata altresì verificata la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2025-2028 e al Piano strategico a lungo termine al 2050.<br><br>Infine, è stata verificata 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 della stessa, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Rendicontazione di Sostenibilità, e con le altre informazioni fornite dal management al mercato, 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 ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e 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 del Gruppo di continuare a 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 e 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 a 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 un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a 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;

pwc

- 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 a 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.

pwc

## *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 2024, 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 2024 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.

### *Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del DLgs 39/10 e ai sensi 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 2024, 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;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, 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;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione e in alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98 sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2024.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo

pwc

societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98 sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e-ter), 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.

Il nostro giudizio sulla conformità alle norme di legge non si estende alla sezione della relazione sulla gestione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità. Le conclusioni sulla conformità di tale sezione alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione e all'osservanza degli obblighi di informativa previsti dall'articolo 8 del Regolamento (UE) 2020/852 sono formulate da parte nostra nella relazione di attestazione ai sensi dell'articolo 14-bis del DLgs 39/10.

Roma, 4 aprile 2025

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

# Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

pwc

***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 2024***

pwc

# 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 2024, dal conto economico, dal prospetto dell'utile 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 le informazioni rilevanti sui 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 2024, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e 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 e 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

*PricewaterhouseCoopers SpA*

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C .F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

**www.pwc.com/it**

nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti, non esprimiamo un giudizio separato.

| *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**<br><br>*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.* | |
| La voce Immobili, impianti e macchinari accoglie importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 2.183 milioni e "Immobilizzazioni in corso e acconti E&P" per Euro 352 milioni.<br><br>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 2024 ammonta ad Euro 2.828 milioni.<br><br>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 2024 gli ammortamenti di "Pozzi, impianti e macchinari E&P" sono pari a Euro 246 milioni.<br><br>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 attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo. | 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, nonché alla coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2025 - 2028 e nel Piano strategico a lungo termine al 2050.<br><br>Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.<br><br>Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento.<br><br>Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento e ripristino siti sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:<br><br>(i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché degli accordi minerari sottostanti; |

pwc

| *Aspetti chiave* | *Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave* |
|---|---|
| Al 31 dicembre 2024 le svalutazioni al netto delle riprese di valore di Pozzi, impianti e macchinari E&P, sono pari ad Euro 85 milioni.<br><br>Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.<br><br>La stima delle riserve di idrocarburi dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:<br><br>(i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;<br>(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;<br>(iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;<br>(iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente;<br>(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 esistenti alla data della stima.<br><br>Ai fini della determinazione del valore recuperabile degli asset minerari, 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. 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 e altri fattori.<br><br>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 | (ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa tempistica di sostenimento.<br><br>Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'*impairment* test sono state le seguenti:<br><br>(i) verifica della coerenza della metodologia utilizzata dalla società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e, in particolare, dell'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;<br>(ii) 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 2025-2028 e il Piano strategico a lungo termine al 2050;<br>(iii) verifica della 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;<br>(iv) verifica della ragionevolezza delle stime di produzione, dei prezzi e dei costi operativi e di sviluppo effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi, confrontandole con i valori consuntivi (cd "retrospective review"), finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management.<br><br>I nostri esperti con competenze in materia di valutazione di risorse minerarie, coadiuvati da esperti di sistemi e processi, ci hanno supportato (i) nella comprensione, valutazione e verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti ai fini dell'adeguatezza delle stime, delle assunzioni e dei metodi, utilizzati dagli esperti interni al Gruppo, per la stima delle riserve di idrocarburi, (ii) |

| *Aspetti chiave* | *Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave* |
|---|---|
| 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. | nell'analisi del processo di identificazione, misurazione e rilevazione dei dati finanziari e non finanziari utilizzati dagli esperti interni alla società nello sviluppo dei modelli di stima, (iii) nella verifica della completezza e accuratezza della produzione storica utilizzata dagli esperti alla società nella stima dei volumi di produzione futuri e (iv) nella verifica della coerenza tra i dati geologici e tecnico-ingegneristici misurati e rilevati da terzi e utilizzati dagli esperti interni alla società per la stima delle riserve di idrocarburi.<br><br>È stata valutata la competenza tecnica degli esperti interni coinvolti nel processo di valutazione delle riserve di idrocarburi.<br><br>I nostri esperti in materia di valutazioni ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2025 – 2028 e nel Piano strategico a lungo termine al 2050 con le prospettive macroeconomiche del settore E&P e, 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.<br><br>È stata altresì verificata la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2025-2028 e al Piano strategico a lungo termine al 2050.<br><br>Infine, è stata verificata l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate. |

pwc

### *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 ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e 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 a 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 e 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 a 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 un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a 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 a 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.

pwc

## *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 2024, 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 2024 è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

### *Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del DLgs 39/10 e ai sensi 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 2024, 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;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge 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;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione e in alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98 sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2024.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98 sono redatte in conformità alle norme di legge.

pwc

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e-ter), 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, 4 aprile 2025

PricewaterhouseCoopers SpA

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 composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Marcella Caradonna, Giulio Palazzo e Andrea Parolini, Sindaci effettivi nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 10 maggio 2023, il cui mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024, 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, rendicontazione di sostenibilità e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. n. 39 del 27 gennaio 2010 e successive modifiche e integrazioni.
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 2024, il Collegio si è complessivamente riunito 19 volte sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione. Il Collegio ha assistito, inoltre, nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione consiliare. Nel 2024, il Sindaco Enrico Maria Bignami ha effettuato 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, con la sola eccezione di una riunione del Comitato Sostenibilità e Scenari, 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 cui la Società aderisce, come illustrato nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Eni. 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 verificato l'adozione da parte di Eni di una apposita procedura per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni riguardanti la Società, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate (ivi inclusa la tenuta del registro delle persone aventi accesso a tali informazioni), e per la gestione delle operazioni rientranti nella disciplina "*Managers' Transactions*" (già note come "*Internal Dealing*"), vigilando sul rispetto della procedura medesima con riferimento alle deliberazioni dell'organo amministrativo;
- ha espresso parere favorevole ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche.

### Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto nel primo anno di mandato, 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.

Il processo di autovalutazione ha evidenziato l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio. Il processo ha confermato, inoltre: (i) la complessiva adeguatezza della composizione del Collegio Sindacale in termini di esperienze, competenze e conoscenze diversificate, anche tenuto conto dell'esperienza maturata da alcuni Sindaci nel corso dei precedenti mandati; (ii) l'impegno del Collegio Sindacale nella costante e proficua interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. È stata condivisa, altresì, l'opportunità di proseguire le attività di induction e di ulteriore approfondimento e sviluppo delle competenze, avviate sin da inizio mandato, in relazione a tematiche particolarmente rilevanti ai fini della vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi, quali le tematiche di *Information Technology*, inclusa la cybersecurity, e di rendicontazione di sostenibilità, anche in considerazione dell'evoluzione del contesto di riferimento e del quadro normativo e regolamentare di interesse di Eni. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e quale Audit Committee ai fini della normativa statunitense.

**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, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 15 maggio 2024, è stato avviato il programma di acquisto di azioni proprie per il 2024. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2025 per un esborso fino a un massimo complessivo di 3,5 miliardi di euro e 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 1.614 milioni di euro (oltre a 363 milioni di euro a fronte del precedente piano di *buy-back*), considerando le azioni proprie già in portafoglio nonché 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 2020-2022*" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020, al 31 dicembre 2024 Eni SpA detiene n. 203.137.967 azioni proprie pari al 6,18% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 2.883 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha valutato positivamente la conformità della Policy "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*" 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. In particolare la normativa, emessa per la prima volta il 18 novembre 2010, è stata modificata da ultimo il 16 novembre 2023 principalmente per l'adeguamento al nuovo Sistema Normativo Eni e per l'ulteriore affinamento sulla base dell'esperienza applicativa e in ottica *risk-based*. Nella riunione del 28 gennaio 2025, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta Policy confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazio-

ne delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone 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, sul processo di attestazione della conformità della rendicontazione di sostenibilità e sull'indipendenza della Società di revisione**

La Società di revisione legale PwC SpA (di seguito anche "Società di revisione") ha rilasciato in data odierna, 4 aprile 2025, 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 2024 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 2024, 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 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 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 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'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 6 settembre 2024, n. 125 di attuazione della direttiva 2022/2464/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 dicembre 2022, recante modifica del regolamento 537/2014/UE, della direttiva 2004/109/CE, della direttiva 2006/43/CE e della direttiva 2013/34/UE per quanto riguarda la rendicontazione societaria di sostenibilità. Ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 125/2024, le attività di attestazione della conformità della dichiarazione di sostenibilità sono state affidate alla società PwC SpA per il periodo 2024-2027 ossia fino alla scadenza concordata per il precedente incarico di attestazione della conformità della dichiarazione non finanziaria – conferito ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 – ed in linea con la scadenza dell'incarico di revisione legale.

Il revisore ha rilasciato in data odierna, 4 aprile 2025, la relazione ai sensi dell'art. 14-bis del D.Lgs. 39/2010 sulla rendicontazione di sostenibilità attestandone la conformità a quanto richiesto dal D.Lgs. 125/2024 e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione della rendicontazione medesima. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tale relazione al Consiglio di Amministrazione.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale PwC SpA 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 SpA 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'adeguatezza 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 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 di attestazione della rendicontazione di sostenibilità e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare

il Collegio Sindacale ha proseguito il percorso, definito nel precedente mandato, volto al rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio stesso e la Società di revisione, nell'ambito delle rispettive responsabilità e competenze. In tale contesto, tra l'altro, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, il Collegio Sindacale ha effettuato approfondimenti con i team di specialisti di PwC che partecipano alle attività di revisione – con specifico riferimento al ruolo e alle verifiche svolte dagli esperti Tax a supporto delle attività di audit del bilancio del Gruppo Eni –, oltreché 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 proseguito l'attività di periodico monitoraggio dei c.d. "*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.
Il Collegio Sindacale è stato informato, altresì, dalla Società di revisione in merito alle attività di ispezione e vigilanza effettuate da CONSOB e dal *Public Company Accounting Oversight Board* (PCAOB), sulle attività svolte da PwC e che hanno interessato anche l'audit condotto sui bilanci del Gruppo Eni. Il Collegio Sindacale è stato informato, in particolare, in merito ai commenti formulati dalle Autorità di Vigilanza – che non compromettono il giudizio di revisione espresso sui bilanci oggetto di verifica – e delle iniziative intraprese da PwC nell'ottica di continuo miglioramento della qualità delle proprie attività di audit.

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, infine, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sui principali impatti per il Gruppo Eni connessi all'evoluzione dello scenario macroeconomico, nonché al contesto geopolitico, 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 al quale compete, tra l'altro, il presidio delle attività di istituzione, monitoraggio e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria;
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 Transition & Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2023 – 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;
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 2024. In particolare, è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei "Top Risk", tra cui i rischi strategici (rischi legati al c*limate change* – rischi connessi al processo di transizione energetica e rischi fisici –, rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi delle commodity, alla contrazione della domanda/contesto competitivo), il rischio geopolitico – in relazione, tra l'altro, ai conflitti in Ucraina e in Medioriente – e i rischi "Paese" (tra cui, in particolare, il Global Security Risk e il Credit & Financing Risk);
   - approfondimento del profilo di rischio sottostante il Piano Strategico 2025-2028 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 e l'analisi delle principali azioni di *de-risking* dei rischi strategici. 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 delle Relazioni periodiche sulla Compliance Integrata dalle quali non sono emersi situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno degli strumenti normativi relativi agli ambiti di Compliance presidiati, sulla base degli esiti delle attività relative al processo di Compliance Integrata e tenuto conto degli adeguamenti di disegno già programmati o avviati dai relativi Process Owner;

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) 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, sul processo di attestazione della conformità della rendicontazione di sostenibilità e sull'indipendenza della Società di revisione*" della presente Relazione;

x) 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 sono esposte le società controllate, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate, senza rilevare criticità o punti di attenzione da riportare nella presente Relazione;

xi) 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;

xii) 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;

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, avviati 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. A seguito dell'intervenuta revoca della costituzione di parte civile della Repubblica Federale della Nigeria, la Corte di Cassazione, all'udienza del 7 maggio 2024, ha dichiarato inammissibile l'impugnazione che era stata proposta – ai soli fini delle statuizioni civili – avverso la sentenza di conferma dell'assoluzione di tutti gli imputati in secondo grado; pertanto, il procedimento si è definitivamente concluso;
- il procedimento in merito all'incidente avvenuto in data 9 dicembre 2024 presso il deposito di carburanti Eni di Calenzano in relazione al quale la Procura di Prato ha notificato informativa di garanzia, in qualità di soggetti indagati, nei confronti di responsabili e operatori di aree tecnico operative della Direzione Refining Revolution and Transformation di Eni SpA legate alle attività del deposito nonché di dipendenti di una ditta fornitrice, oltre che nei confronti della stessa Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

Il Collegio Sindacale monitora l'evoluzione dei diversi procedimenti attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società al fine di poter esprimere valutazioni per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno.

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 d'impresa e dell'insolvenza.

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 legale dei conti; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura per la gestione delle Segnalazioni ricevute da Eni SpA e da società controllate, emessa per la prima volta nel 2006 e modificata da ultimo il 6 marzo 2024, principalmente a seguito dell'emanazione del D.Lgs. 24/2023 che ha recepito la Direttiva UE 2019/1937 in materia di *whistleblowing*. La procedura disciplina la gestione dei canali per il ricevimento, le attività di seguito e di reporting delle segnalazioni, inoltrate da Persone di Eni o da terzi aventi ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, Policy Anti-Corruzione, etc.). La procedura, il cui assetto è stato valutato conforme alle *best practice* da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline (MSG) sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" (ora Policy Entity Compliance & Governance "*Eni Risk and Internal Control Holistic framework*") ed è altresì, uno strumento rilevante ai fini della normativa interna Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Codice Etico, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla Policy Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria. A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2024 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 2024 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 71 fascicoli di segnalazioni (77 nel 2023). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2024 sono stati chiusi n. 63 fascicoli (80 nel 2023). In particolare, relativamente ai predetti 63 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2024, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 20 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (20 nel 2023). Per i restanti 43 fascicoli (60 nel 2023) 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 2024, restavano aperti n. 21 fascicoli (13 al 31 dicembre 2023). 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 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 anche attraverso lo sviluppo del cosiddetto "modello satellitare" che si basa sulla creazione di società indipendenti in grado di accedere al mercato dei capitali con una loro autonomia, così da poter finanziare la propria crescita rivolgendosi a investitori specializzati. Il Collegio Sindacale ha vigilato, inoltre, sul processo, avviato nel 2023, di 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 *governance*, nonché i processi aziendali e le relative modalità operative. Il Sistema Normativo è progettato con architettura *risk-based* per rispondere all'obiettivo di rendere il Sistema stesso sufficientemente flessibile per tenere conto dell'evoluzione di Eni verso il predetto modello "satellitare". In particolare, il Collegio Sindacale ha ricevuto specifica informativa in merito al piano d'azione per l'aggiornamento dell'intero corpo normativo Eni e alla prosecuzione delle azioni di Change Management avviate nel 2023. Il Collegio Sindacale ha vigilato, altresì, sull'evoluzione della macrostruttura Eni, attraverso la riorganizzazione delle attività di business in tre strutture – "Chief Transition & Financial Officer", "Global Natural Resources" e "Industrial Transformation" – affidate, con decorrenza 1° ottobre 2024, ad altrettanti *Chief Operating Officer* posti alle dipendenze dell'Amministratore Delegato. Il nuovo assetto ha l'obiettivo, tra l'altro, di portare alla piena emersione del valore delle società satellite, all'ulteriore rafforzamento delle eccellenze operative dei business nuovi e tradizionali, all'accelerazione e completamento della trasformazione industriale della Chimica e del downstream tradizionale.

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 2024, 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.

**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 2024 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

4 aprile 2025

Rosalba Casiraghi,
Presidente del Collegio Sindacale

Enrico Maria Bignami,
Sindaco Effettivo

Marcella Caradonna,
Sindaco Effettivo

Giulio Palazzo,
Sindaco Effettivo

Andrea Parolini,
Sindaco Effettivo

**Eni SpA**

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2024: € 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
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.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

Layout, impaginazione e supervisione
K-Change - Roma