

88961/237

Relazione
Finanziaria
Annuale

2024

ALLEGATO "E"
ROGITO 26325



88961/238

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

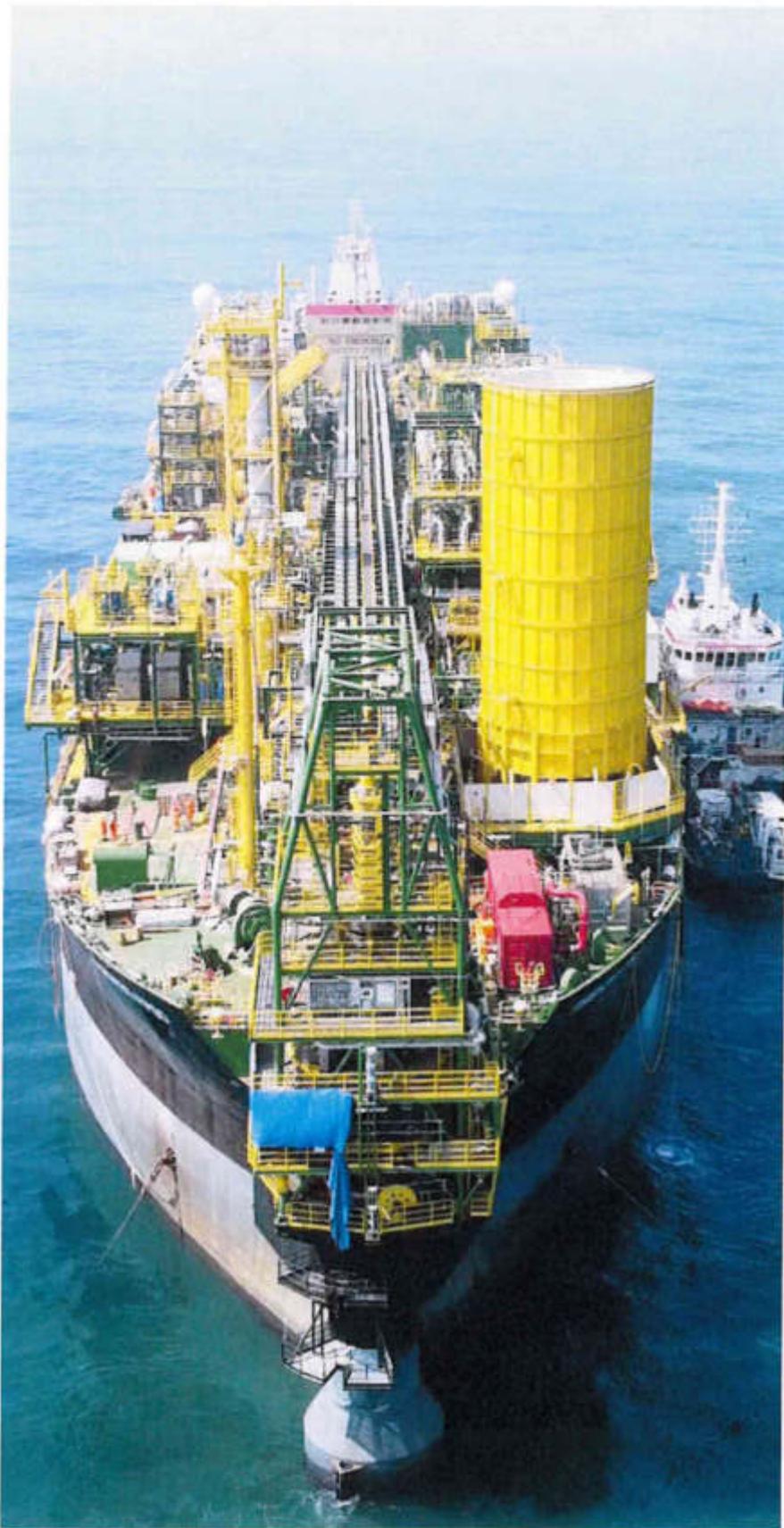
La Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per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



88961/239

Eni
Relazione
Finanziaria
Annuale
2024

88961/240



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 Responsibility e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda. La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere. Adempimenti ESEF (European Single Electronic Format). Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società (www.eni.com, 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

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	138
Altre informazioni	271
Glossario	272
	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 nel 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





88961/2023

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 Darnietta, 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 aggiuntivo di €0,6 miliardi.

Grazie all'avanzamento dei nostri progetti di cattura e stoccaggio della CO₂, 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.

88961/2024

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 CO₂. 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 Mm³/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



88961/245.

di ritorni nella selezione dei progetti, cresceremo in modo organico nell'Upstream e proseguiamo 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 CFO 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

88961/2024

Relazione sulla gestione

88961/24A

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

88961/248

Attività

~32.500

i nostri dipendenti

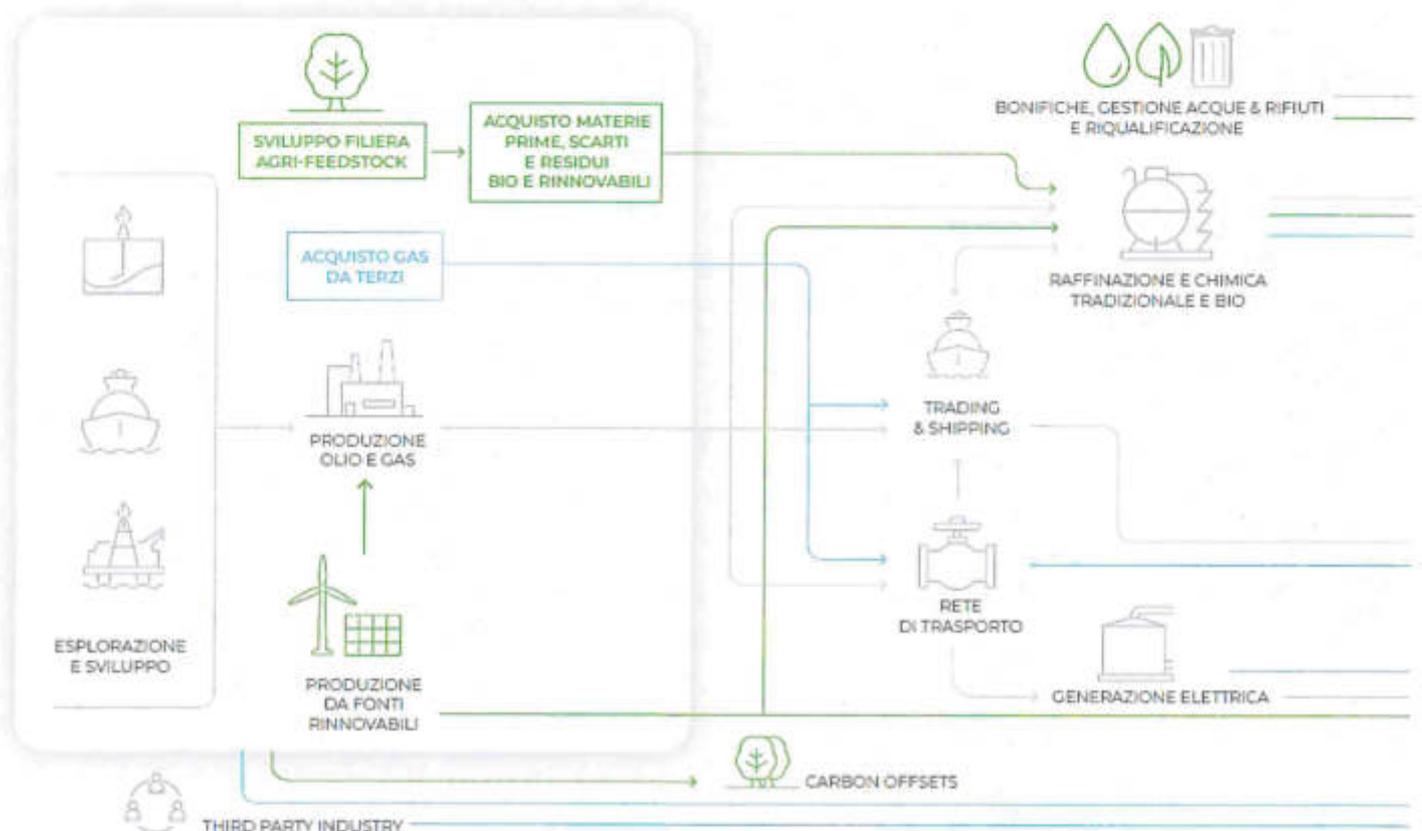
64

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/petrochimico 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 CO₂ 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 CO₂ e metano;

LA CATENA DEL VALORE

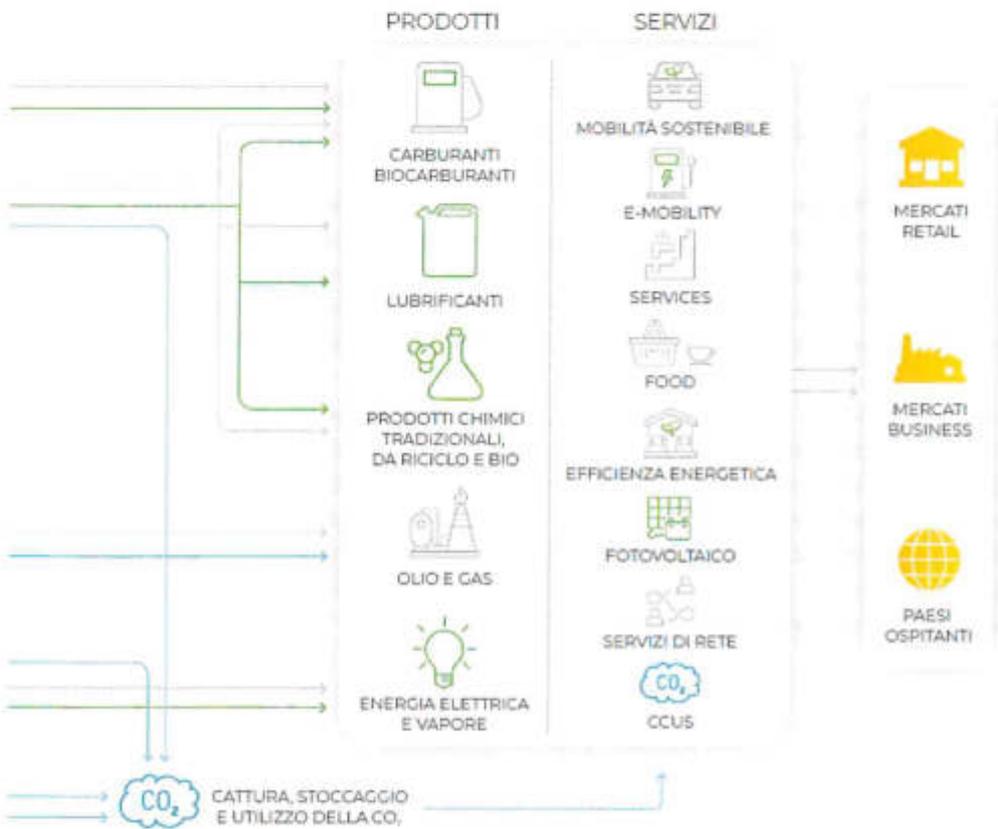


88961/249

- 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 CO₂ "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 CO₂;
- 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
 ■ EniLife e Plenitude
 ■ Refining e Chimica
 (*) Incluso CCUS e agribusiness.

88961/250

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):

88961/251

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.

88961/252

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 (mln 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

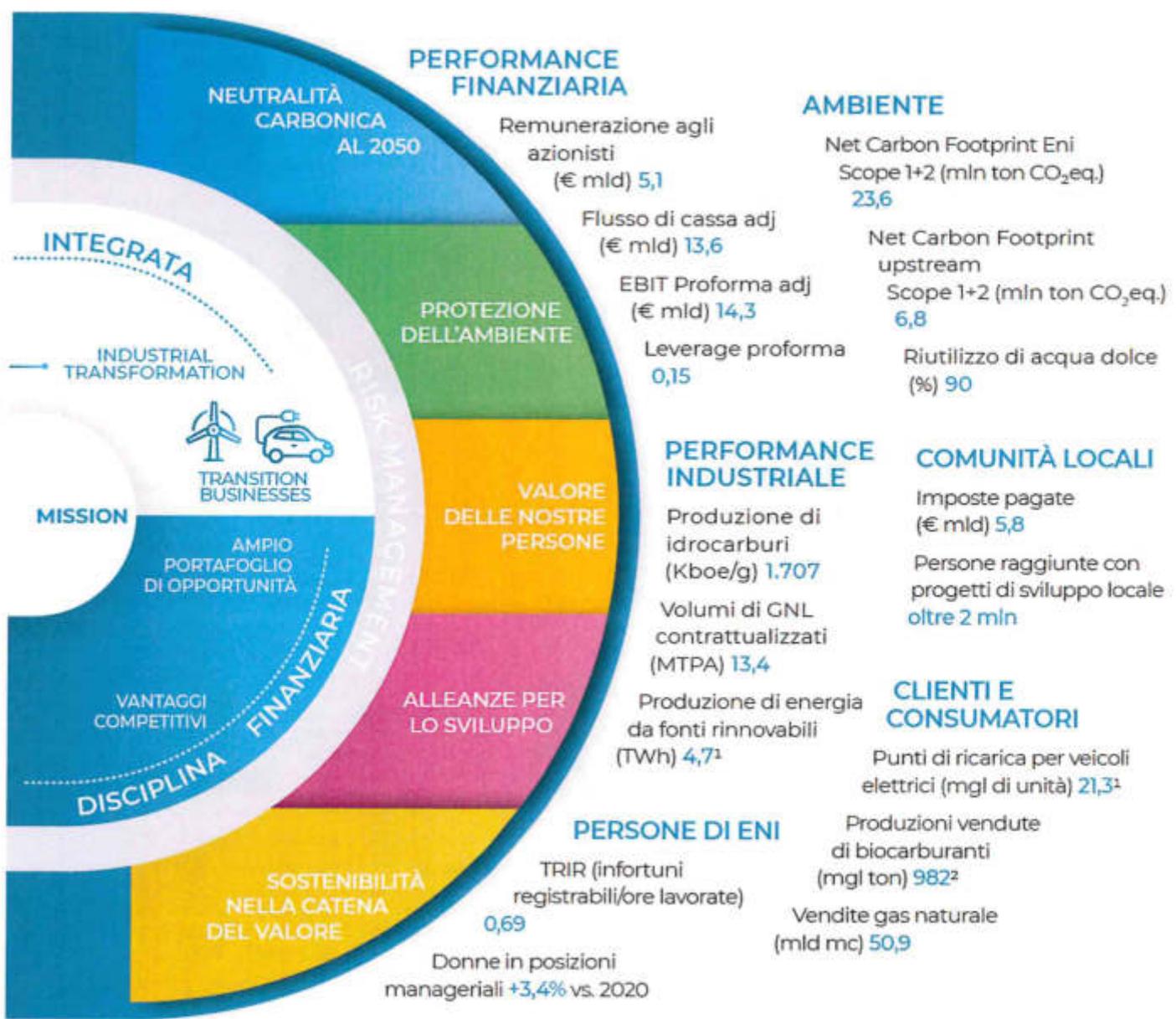
★ Clienti gas & power (mln) **10**¹
 Investimenti per lo sviluppo locale (€ mln) **88,8**



88961 | 253

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

OUTCOME E OUTPUT



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

88961/254

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



88961/255

LUGLIO

Nuova scoperta nel pozzo esplorativo Yopsat-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 Ganai PSC) e Gehem (Rapak PSC) con la creazione del polo produttivo Northern Hub, nel bacino del Kutei. Approvato lo sviluppo di Ganai PSC; ottenuta un'estensione di 20 anni delle licenze Ganai e Rapak

SETTEMBRE

Avviato con Snam Ravenna CCS, primo progetto di cattura e stoccaggio della CO₂ 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



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



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

88961/256

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 avvisi 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.

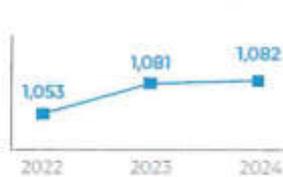


88961/257

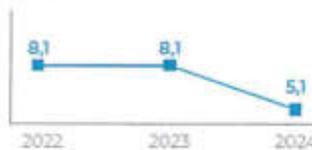
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED (\$/BL)



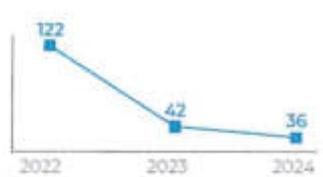
CAMBIO MEDIO EUR/USD



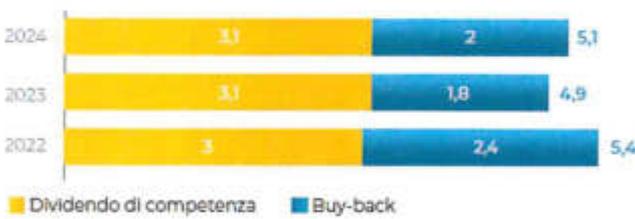
STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM) (\$/BL)



PSV (€/MWh)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ mld)



LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



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%.

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.



88961/258

**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)		5.257	8.322	13.301
Utile (perdita) netto ^(a)		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 ^(b)		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		(7.322)	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 ^(c)	(€ 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)	(€)	1,69	3,03	8,32
Utile (perdita) netto adjusted				
per azione ^(a)	(€)	1,60	2,47	3,78
per ADR ^(a)	(€)	3,46	5,34	7,96
Cash flow				
per azione ^(a)	(€)	4,13	4,58	5,01
per ADR ^(a)	(€)	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



88961/259

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) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,2	22,7	25,0
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) ^(a)		0,6	0,6	0,6
Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1) ^(a)	(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 IPECA.
 (c) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operability 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) dipendenti	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,67	0,57	0,51
contrattisti		0,69	0,66	0,41
		0,66	0,52	0,56
Volumi totali oil spill (>1 barile) di cui: da atti di sabotaggio operativi	(barili)	2.815	12.719	5.628
		2.140	5.094	5.253
		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)(b)}	(\$/boe)	11,3	14,5	9,8
Opex per boe ^(a)		9,2	8,6	8,4
Finding & Development cost per boe ^{(a)(b)}		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
ENLIVE 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.

88961/260 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 proseguiamo 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 aggiuntiva 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



PIANO STRATEGICO



GRUPPO

88961/261

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 **buyback** per un valore di **€1,5 miliardi**.



88961/262

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

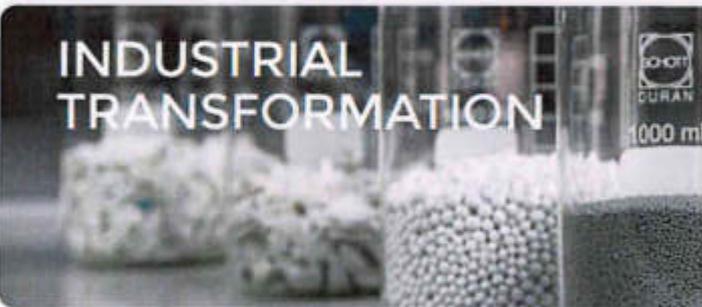
Upstream per barile al 2030 grazie all'esecuzione dei progetti di elevata qualità e alla disciplina nella spesa per investimenti;

TRANSITION BUSINESSES



Con Plenitude ed Enlilive, 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 termini 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

88961 | 263

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 **GCP** 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 $\leq 0,40$ 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:

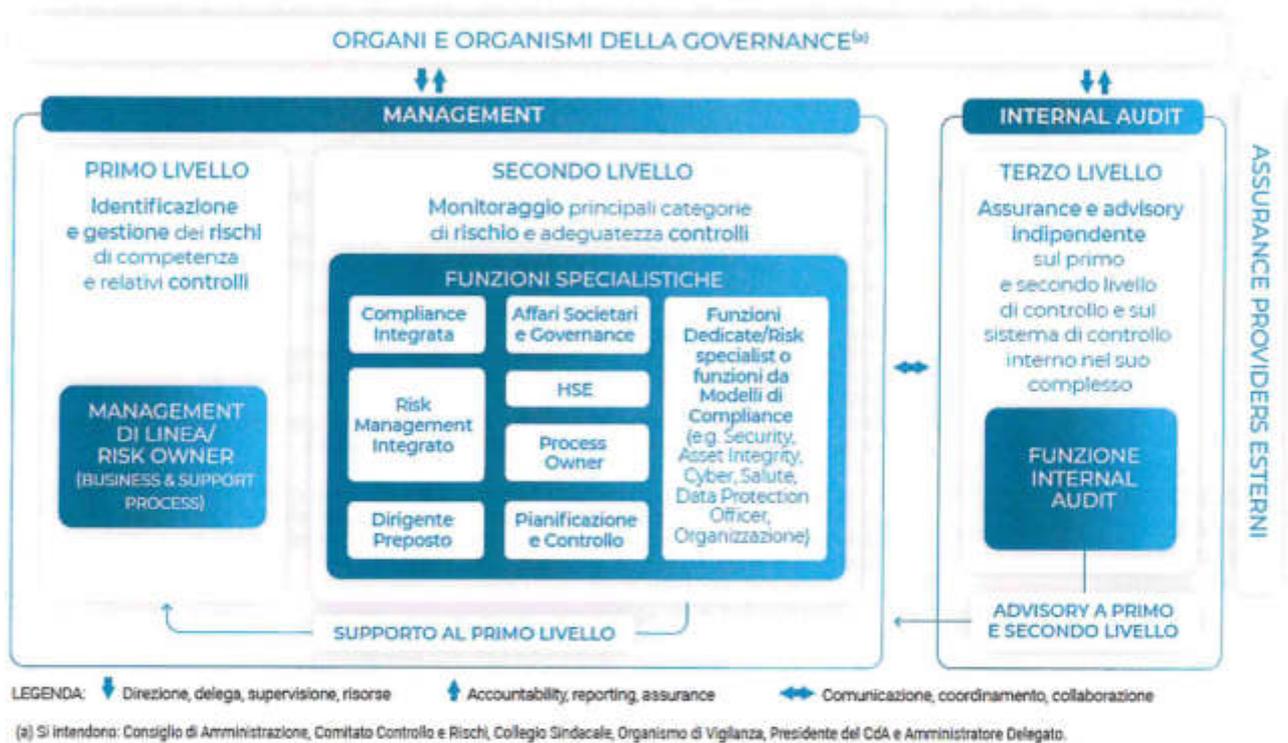
- i Risk strategy,
- ii Integrated Risk Assessment,
- iii Integrated Country Risk,
- iv Integrated Project & M&A Risk Management.

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 ri-

schio 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-

88961/265



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.

88961/266

OBIETTIVI, PRINCIPALI RISCHI E AZIONI DI TRATTAMENTO

RISCHIO STRATEGICO

SCENARIO 	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 securizzazione dei ricavi da rinnovabili attraverso la stipula di Purchase Power Agreement.
CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO 	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>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 sul business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 del 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.

88961/2024

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;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- 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.
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.
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;
- ingaggio in tavoli nazionali e internazionali per la realizzazione di piani di collaborazione e risposta a potenziali minacce con coinvolgimento delle imprese;
- interventi di mitigazione per i rischi security mediante progetti e programmi specifici per alcune aree/siti maggiormente sensibili;
- 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;
- stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- 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;
- mantenimento/revisione capex e opex; miglioramento dell'efficienza finanziaria;
- mantenimento forte riserva di liquidità in essere;
- 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;
- azioni gestionali a mitigazione del rischio: garanzie, factoring, coperture assicurative;
- monitoraggio sistematico degli indicatori di rischio 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;
- definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa:
 - diversificazione geografica della capacità bio, flessibilizzazione feedstock e ampliamento gamma prodotti (sviluppo agro biofeedstock, produzione biojet);
 - sviluppo chimica da fonti rinnovabili, sviluppo riciclo meccanico e chimico.



88961 | 268

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
LOCALIPRINCIPALI
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.



88961 / 269

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.





88961/270

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 Governance¹ 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 Rischi², il Comitato Remunerazione³, 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 Consiglio⁴ 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.

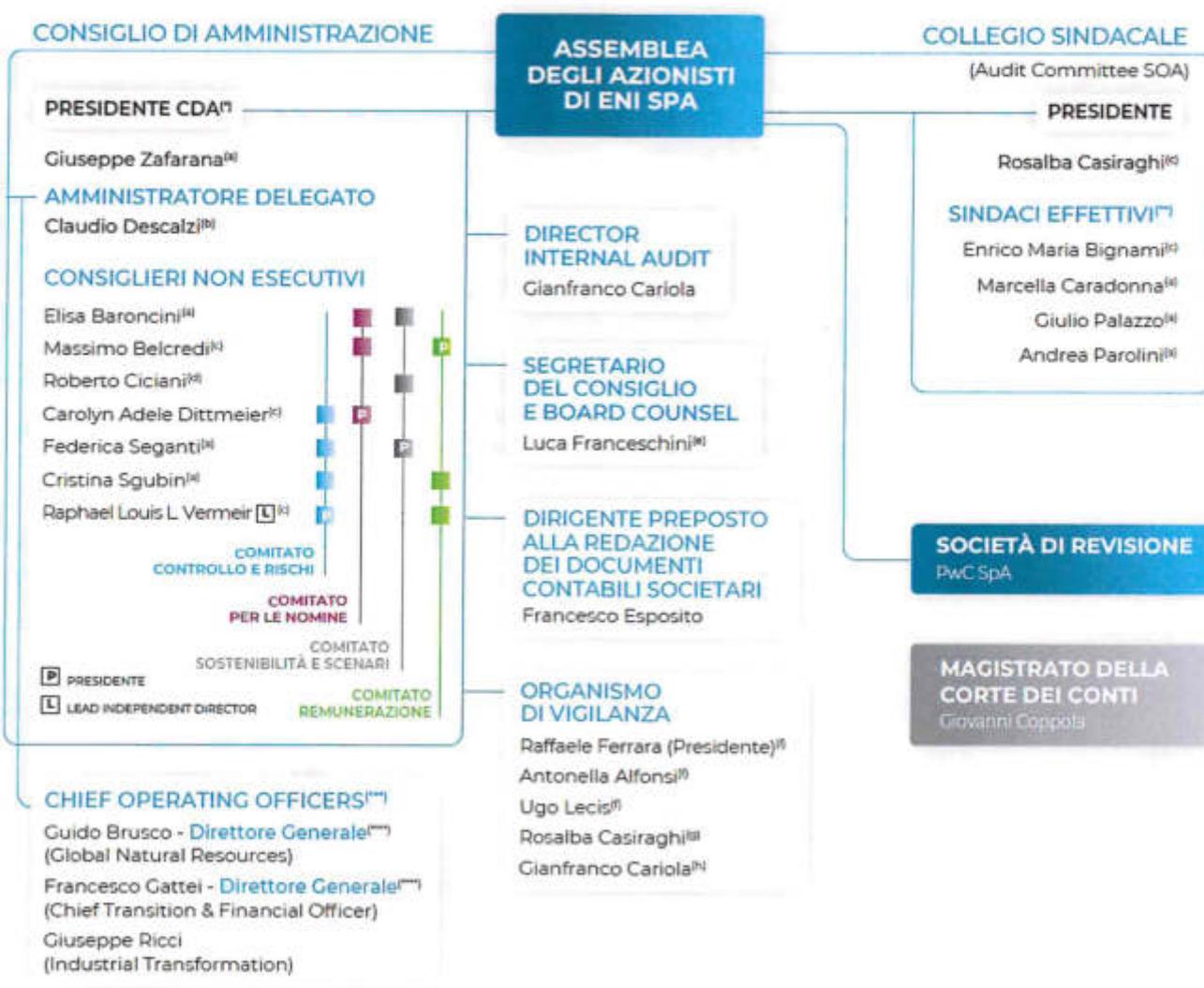
(3) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, l'11 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.

88961 (272)

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.

88961/272

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.

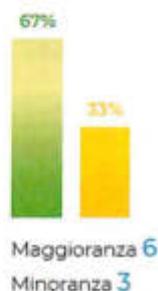
La composizione del Consiglio è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, 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 (7⁵ 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

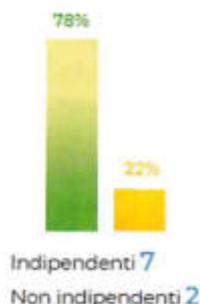
DIVERSITÀ DI GENERE



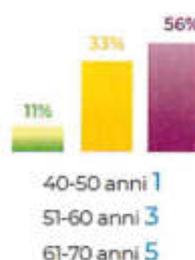
LISTA DI PROVENIENZA



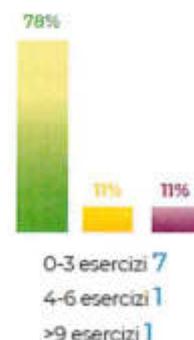
INDIPENDENZA^(a)



FASCE DI ETÀ^(b)



TENURE



(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.

88961/213

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.

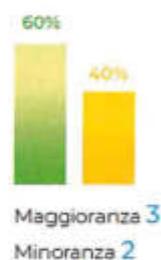
Il CS, in qualità di "Comitato per il Controllo Interno e la revisione contabile" ai sensi del D.lgs. n. 39/2010 deve possedere altresì il requisito di cui all'art. 19 del Decreto stesso secondo cui "I membri del Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, nel loro complesso, sono competenti 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

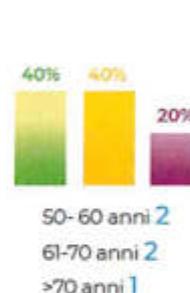
DIVERSITÀ DI GENERE



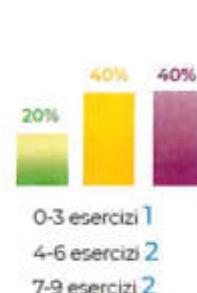
LISTA DI PROVENIENZA



FASCE DI ETÀ⁽⁶⁾



TENURE



(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 & Fi-

nancial 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.

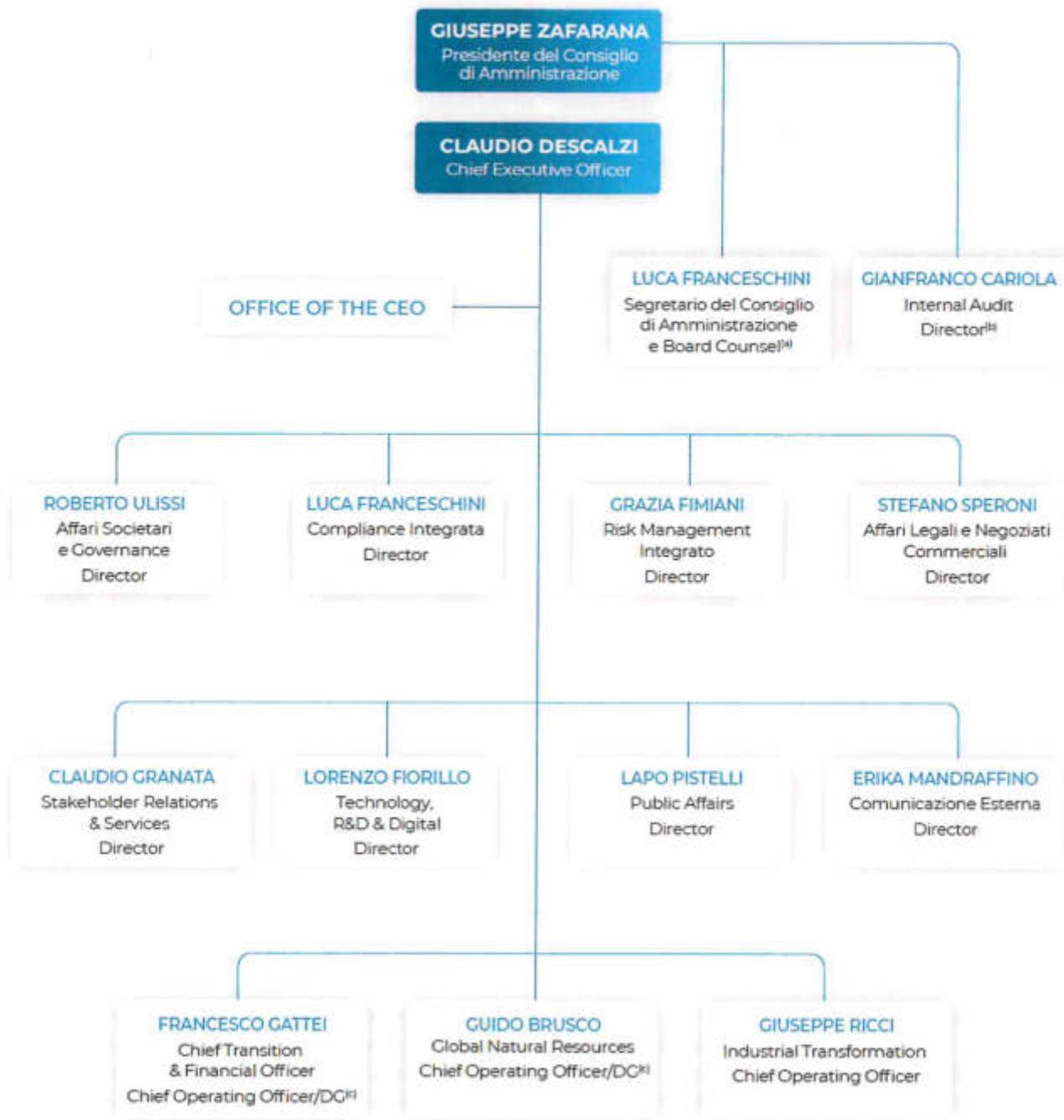


8896 1/274

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

MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE



(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.

88961/275

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) HPC6⁷, 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.

88961/276



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 ri-

guardato, 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.

88961/217

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 (UNGPs), 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.
- Approfondimenti su posizionamento di Eni rispetto agli obiettivi e strategie climatiche dei peer, sugli strumenti di finanza sostenibile e sulle risoluzioni assemblee sul clima.
- Approvazione Statement sull'impegno di Eni per la gestione e salvaguardia della risorsa idrica.
- Esame dell'impegno di Eni nel campo della fusione nucleare (Board Induction).
- Approfondimenti dell'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, delle prospettive di sviluppo della mobilità urbana e delle strategie connesse (Board Induction).

DIRITTI UMANI E TEMI SOCIALI



- Approvazione della Dichiarazione ai sensi del "Modern Slavery Act".
- Esiti processo di aggiornamento dei c.d. salient human rights issue di Eni e del Compliance Risk Assessment Specific.
- Piani di investimenti per lo sviluppo locale e No Profit.
- Approfondimenti sul quadro normativo di riferimento, sulla Policy e il modello di gestione dei diritti umani di Eni (Board Induction).

REPORTISTICA E MONITORAGGIO



- Approvazione reportistica obbligatoria e di sostenibilità 2023.
- Approfondimento del modello e dei risultati HSE.
- Approvazione delle linee fondamentali della Policy sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria.
- Approfondimento sull'evoluzione normativa europea in ambito reporting.

88961/278

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](#).

88961 | 279

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 stessa¹¹. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

IL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E GESTIONE DEI RISCHI¹²

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 fonda-

mento 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 societario¹³. 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. 58/96.

(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](#).

88961/280

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-

88961/282

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 Preposto¹⁴, 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 siste-

matico 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.

8896 1/282

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

88961/283



88961 / 284

Exploration & Production



88961/285

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 ^{(d)(4)}		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 ⁽⁴⁾	(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 ⁽⁴⁾	(miliardi di Sm ³)	0,1	0,2	0,3
Volumi totali di Oil spill (>1 barile) ⁽⁴⁾	(barili)	2.163	5.132	5.587
Acqua di formazione reiniettata ⁽⁴⁾	(%)	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 avvisi di progetti organici e dall'integrazione di Neptune

1,2 mld di boe
di nuove riserve

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

88961/286

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 CO₂eq. in riduzione rispetto al 2023, principalmente per effetto delle cessioni di asset in Nigeria e in Congo ed alla realizzazione di progetti di gas valorizzazione 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.

88961/287

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, affiancan-

do 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 Ganai 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 (Ganai PSC). Questi nuovi sviluppi, insieme a quelli in corso, sono il risultato della stretta partnership strategica tra Eni e la società indonesiana SIKK 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 la 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 CO₂ 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, Kazakistan 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.

88961/289

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 Eni³.

Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2024⁴ 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 2024⁵. 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:

	(m/n 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
Portafoglio		(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 organico⁶ 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.

88961/290

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	599	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	228.500	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	484	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	809
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

88961/291

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	
Portafoglio	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 avvisi 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.

88961/292

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI^{(a)(b)}

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2024			2023			2022		
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).

88961/203

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI^{(a)(b)}

Società consolidate	2024			2023			2022		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	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).

88961/296

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 natu-

rale 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)

	(numero)	2024			
		Petrolio		Gas naturale	
		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

	(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
		2024		2023		2022		2024	
		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 e gas naturale tale da giustificare il completamento.

88961/296

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2023		31 dicembre 2024					
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^(a) sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^(a) 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	674	75.982	435.443	511.425	26.384	184.962	211.347

(a) Chikometri 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.

88961/2024

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 PetroJunin (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%), O13a-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 ^(b,c) (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%), Tamsah (Tuna, Tamsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (75%), Baltim (50%), North El Hammad Offshore (Bashrush - 37,5%) ed East Obayed (Faramid - 75%)
	Libia ^(d) (1959)	Area contrattuali offshore Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%) Area 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)	Masmoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%)
AFRICA SUB-SAHARIANA	Congo (1968)	Néné-Banga Marine e Litchendji (Blocco Marine XII, 65%), Kitina (52%), M'Boundi (83%) e Yanga Soudji (29,75%)
	Costa d'Avorio (2015)	Baleine (77,25%)
	Ghana (2009)	Offshore Cape Three Points (44,44%)
	Nigeria ^(e) (1962)	OML 125 (100%) e OML 118 (12,5%)
KAZAKHSTAN ^(f) (1992)		Kashagan (16,81%) e Karachaganak (29,25%)
RESTO DELL'ASIA	Indonesia (2001)	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)
	Iraq (2009)	Zubair (41,56%) ^(g)
	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 opening company), non soggetto al controllo Eni.

(b) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PGA 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 PITESA1 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'efficiamento delle facility di compressione nelle centrali di Casalborsetti e Falconara con riduzione delle emissioni di CO₂. 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

88961/2024

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

88951/300

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 beneficiarie. 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 CO₂ 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 Ikilil 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 Ago-go 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

88961/301

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 sementi e fornitura di materiali.



88961/302

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'esistente 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 Ganai (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

88961|303

2025; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore operato di West Ganai (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 Basora. 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 Manatinerio 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 Nikaitchuk e Ooguruk 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.

88961/304

Global Gas & LNG Portfolio e Power



88961/305

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	568
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ e)	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

88961 | 306

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 CO₂eq. 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.

88961/2024

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.

88961/308

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022	Var. ass.	Var. %
ITALIA		24,40	24,40	30,67		
Grosveti		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).

88961309

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)
<i>di cui vendite a terzi</i>		<i>18,86</i>	<i>17,89</i>	<i>20,37</i>	<i>0,97</i>	<i>5,4</i>

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



88961/310

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 CO₂

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

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

88961/311

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 CO₂, 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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ catturato corrisponde effettivamente alla quantità abbattuta.

Il progetto prevede una Fase 2 a maggiore scala industriale con una capacità di cattura e stoccaggio di CO₂ 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 CO₂, nell'ambito del progetto integrato

Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ lo stoccaggio nei giacimenti, le autorità del Regno Unito hanno già selezionato 4 progetti di cattura prioritari, per un volume complessivo di CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ e con possibilità di espansione fino a 10 milioni di tonnellate/anno.

88961/312

In Olanda, a seguito dell'acquisizione delle attività di Neptune, Eni sta sviluppando il progetto CCS L10 che prevede lo stoccaggio di CO₂ 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 CO₂ e con l'hub di raccolta onshore della CO₂ nell'area di Rotterdam (CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 Kazakistan 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 CO₂. I progetti favoriscono al contempo un modello alternativo di sviluppo per le comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche 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),

88961/313

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 CO₂.



88961/314

Enilive e Plenitude





88961315

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

88901/316

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 la 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 pre-decise 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;

88961/3A

- 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 Ferreria 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 2025.

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.

88961/318

		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 Biorefinerie	(%)	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
Petrochimica		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 Petrochimica (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.

88961 / 319

	(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	(0,53)	(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.

	(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

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.

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, Kazakistan, 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.

88961/320

Refining e Chimica



88961/321

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 tonlavorazioni di petrolio
e semilavorati

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

3,17 mln tonvendite di prodotti chimici
(+2% vs. 2023)

Lanciato
piano di
trasformazione
della Chimica





88961/322

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 CO₂eq. 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 CO₂, 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.

8896 1/323

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 costi 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.



88961/324

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%).

88961 | 325

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%.

88961/326

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



88961/377

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, Crotona, 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 "Minciareda", 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 mg/ton rispetto ai 179 mg/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 Marnazza, 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 Crotona, 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 Crotona, 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 Greenthesys 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-

8896 1/329

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 industria-

le (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;
- Enlive 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	
	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	
Enlive, Refining e Chimica	1.929		555	
- Enlive	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
Enlive e Plenitude		1.473		1.257
- Enlive		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



88961/332

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 (psvalutazioni) 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.

88961/332

	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: Platts 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 del greggio, 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 favore-

voli 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 Eni-live 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)	-
Eni-live 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 raffinazio-

ne, 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

88961/333

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)
Enlive 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 decommissioning 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).



88961/334

	(€ 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)	(688)	(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)

88961/335

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		
Enlève e Plenitude		31.301	32.877	39.942	(1.576)	(4,8)
- Enlève		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.



88961/336

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	20,6
Corporate e altre attività		144	140	138	4	2,9
Effetto eliminazione utili interi		(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.

88961337

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, princi-

palmente 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.

88961/338

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

(€ milioni)	2024	2023	2022	Var. ass.
Effetto svalutazione 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 ATTIVITÀ¹

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	(1.970)	(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	185	205	220	(19)	(9,3)	
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)	555	482	385	73	15,1	
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(a)	(\$/barile)	74,09	75,28	92,49	(1,44)	(1,8)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	273,02	287,49	366,6	(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.



88961/339

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)
<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>		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.



88961/340

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.

88961/361

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		(7)	(7)	(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	7		
- 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 inat-

tive 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 CO₂ e dell'Agri-business, in fase di sviluppo.



88961/342

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 è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

	(€ milioni)	31 dicembre 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 31 dicembre 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.

88961/363

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	(7)
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	3.229
- 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).



88961/366

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	4.656	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.

88961 (345)

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)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		9.951	7.751	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)
Dimissioni 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 e quelli obbligatori".



88961/346

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)
Enlive e Plenitude	1.303	1.064	754	239	22,5
- Enlive	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).

88961 / 367

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).



88961/308

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 ("Measure 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'accrion 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 rappresentative 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.

88961/319

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.

88961/353

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		31 dicembre 2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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)		(2.021)
- 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
COBERTURE			74.276		69.879

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



88961/354

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2024		2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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 operative:					
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		(796)		(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

88961355

(segue) RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2024		2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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 (rimborso) 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



88961/356

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 im-

poste 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.

88961/357

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 del-

le 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 recu-

perabilità 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.

88961/358

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹⁾

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 controlate 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.

88961/359

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2023	51.019
<i>Incremento per:</i>	
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
<i>Decremento per:</i>	
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).



88961/360

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2024	2023	Var. ass.
Utile netto		6.419	3.272	3.147
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operative:</i>				
- 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)
Variatione 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)
Variatione 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)
Variatione 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 schermi riclassificati.

88961/361

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)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio (€ milioni)	31 dicembre 2024		31 dicembre 2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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

88961/362

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/ riclassifiche delle voci dello schema legale	2024		2023	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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)	(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)	

88961/363

(segue) RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2024		2023	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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 (rimborso) 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)

88961/364

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.

88961/365

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 va-

lutazione 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



88961/366

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 meteorologici 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 CO₂ 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 CO₂ con impatto non significativo sulle attività Eni.

88961/364

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 giudiziari 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 CO₂, 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 CO₂, 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 meteorologici acuti e il verificarsi di eventi cronici alla influenza del cambiamento climatico. Gli eventi meteorologici 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.



88961 / 368

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", "Nota 15 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 simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di

88961 / 369

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 imprevisi, 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,



88961/340

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 suben-

trata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Nel 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.

88961/371

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 a 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

88961/372

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 simili 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 meteorologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. 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 simili che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore 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

88961/373

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 tra-

missione, 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 simili. Il verificarsi di eventi di tale natura, non del tutto prevedibili e/o non completamente evitabili, potrebbe causare un aumento dei costi e una perdita di ricavi, l'insorgenza di potenziali perdite, la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo, nonché avere effetti negativi sulla reputazione del Gruppo.

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

88961/374



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 riti-

rato 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.

88961/375

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 verificano 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-



88961 / 376

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 gradualmente 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 gradualmente 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 gradualmente 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 gradualmente 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. Plenitudine 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

88961/377

(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 gradualità (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.



88961/378

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 carenze o inidoneità 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 dei propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e i codici anticorruzione internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi 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.

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio