1INFO
DIGITAL SIGN

Relazione Finanziaria Annuale 2023

eni

La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

13 15 Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta

7 12 e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.

9 Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

5 10 Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

17 Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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



Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2023

Lettera agli azionisti

1

RELAZIONE SULLA GESTIONE 5

Attività 6
Modello di business 10
Principali eventi dell'anno 12
Eni in sintesi 14
Attività di stakeholder engagement 20
Strategia 22
Risk Management Integrato 26
Governance 32

ANDAMENTO OPERATIVO

NATURAL RESOURCES 44
Exploration & Production 46
Global Gas & LNG Portfolio 66
CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock 72

ENERGY EVOLUTION 76
Enilive, Refining e Chimica 78
Plenitude & Power 86
Attività ambientali 92

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI

Commento ai risultati economico-finanziari 96
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 121
Fattori di rischio e incertezza 130
Evoluzione prevedibile della gestione 151

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO (DNF) 152

Altre informazioni 238
Glossario 239

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

Bilancio integrato
La Relazione sulla gestione integrata 2023 è redatta secondo proprie linee guida interne di reporting anche facendo riferimento ai principi contenuti nell'International Framework dell'IIRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsability e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda. La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere. Adempimenti ESEF (European Single Electronic Format). Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società (www.eni.com, sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo www.1info.it

2 **BILANCIO CONSOLIDATO** **243**
Schemi di bilancio 244
Note al bilancio consolidato 252
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 366
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 387

3 **BILANCIO DI ESERCIZIO** **389**
Schemi di bilancio 390
Note al bilancio di esercizio 396
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti 462
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 463

4 **ALLEGATI** **465**
Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2023 466
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023 466
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 506
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 510
Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 511
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 515
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 524
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti 532

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.

Lettera agli azionisti

Cari azionisti,
nel 2023 Eni ha realizzato ottimi risultati operativi e finanziari in uno scenario energetico particolarmente volatile. È stato un anno chiave per l'esecuzione strategica perché sono giunti a maturazione gran parte dei progetti legati al nostro piano di transizione. Il forte incremento del valore di borsa del titolo Eni nel 2023 (+23% il Total Shareholder Return), la migliore performance a livello di peer group, conferma il riconoscimento, da parte degli investitori, del nostro percorso di transizione e delle nostre capacità esecutive.

Stiamo affrontando la triplice sfida di assicurare forniture energetiche convenienti, affidabili e sempre più sostenibili, essenziali per il funzionamento dell'economia e della società, mediante un approccio pragmatico e sostenibile fondato sulla centralità del gas, sulle sinergie tra business tradizionali e business della transizione, sul modello satellitare con la creazione di società specializzate per accelerare la decarbonizzazione dei clienti finali, mentre lavoriamo su tecnologie break-through in grado di cambiare il paradigma energetico nel lungo termine, quali la fusione nucleare.

Nel 2023 il settore E&P ha registrato una significativa crescita. Il giacimento Baleine in Costa d'Avorio, primo progetto dell'Africa a emissioni nette zero (Scope 1 e 2) è stato avviato in produzione a meno di due anni dalla scoperta, facendo leva sul nostro modello fast-track che consente di ridurre il time-to-market delle riserve. Il progetto "Congo Floating LNG" ha consegnato il primo carico a fine febbraio 2024, grazie all'utilizzo di tecnologie che ci hanno permesso uno sviluppo GNL modulare di tipo "small-scale", mai utilizzato in Africa, consentendoci di raggiungere lo start-up in tempi record. In Mozambico, il progetto Coral South, primo esempio al mondo di Floating LNG in acque ultra-profonde, ha raggiunto il plateau produttivo. L'esplorazione ha vissuto un altro anno di successi con 900 milioni di boe di nuove risorse, prevalentemente a gas, trainate dalla straordinaria scoperta di Geng in Indonesia, la maggiore del settore nel 2023, nonché dalle attività "near field" in Egitto, Congo e Messico.

La produzione di idrocarburi è aumentata del 3% a 1,65 mln boe/g, in un contesto in cui permane la forte selettività degli investimenti ed il focus sugli sviluppi a gas.
L'attività di M&A ha dato un contributo fondamentale al rafforzamento del portafoglio upstream. L'acquisizione di Neptune Energy, perfezionata a gennaio 2024, è fortemente sinergica al nostro portafoglio di asset a gas e ci avvicina in modo significativo ai nostri obiettivi di incrementarne la quota di produzione al 60% entro il 2030 e di decarbonizzazione dell'upstream, essendo gli asset acquisiti caratterizzati da bassa intensità emissiva. Con i circa 4 mld mc/anno di gas per il mercato europeo espandiamo e diversifichiamo il portafoglio di forniture, mentre consolidiamo la nostra posizione in Indonesia dove grazie agli asset Neptune, alla recente scoperta di Geng e all'acquisto delle partecipazioni nei campi della cosiddetta area IDD abbiamo implementato un potenziale minerario di oltre 280 mld mc nella regione che rappresenterà una delle maggiori aree di crescita del nostro upstream. Da ultimo, sempre nell'ottica di assicurare stabili forniture energetiche per l'Europa, abbiamo rafforzato la nostra strategica presenza in Algeria attraverso l'acquisizione degli asset a gas di bp nel paese.



Il settore GGP ha ottenuto una performance record grazie alla continua ottimizzazione del portafoglio di gas naturale e GNL e ai benefici per rinegoziazioni contrattuali. Il business ha sostanzialmente cessato gli acquisti di gas russo, in anticipo di due anni rispetto ai programmi, senza compromettere la continuità delle forniture e senza ripercussioni finanziarie, mentre ha continuato a espandere il portafoglio di GNL contrattualizzato grazie agli accordi di lungo termine in Congo, Indonesia e Qatar che assicureranno a regime tra il 2025/2026 fino a 6,8 mld mc/anno al servizio dei piani commerciali e in linea con la strategia di integrazione upstream-midstream.
Plenitude ed Enilive, i due satelliti di Eni focalizzati sulla commercializzazione di prodotti energetici decarbonizzati e sull'abbattimento delle emissioni Scope 3 nel nostro percorso di transizione energetica, hanno registrato una rilevante crescita ed eccellenti performance finanziarie.
Plenitude ha raggiunto l'obiettivo di 3GW di capacità rinnovabile, incrementato la rete di punti di ricarica per veicoli elettrici a 19 mila unità e consolidato una base clienti di oltre 10 milioni di utenze.
L'accordo con Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito l'ingresso del partner finanziario nel capitale sociale di Plenitude per il 7,6% con un incasso di €0,6 mld, dà visibilità al valore di questo business attualmente stimato in €10 mld, consentendoci di accedere a mezzi finanziari incrementali a sostegno dei nostri piani di crescita.
Enilive, la società Eni di bioraffinazione e mobilità sostenibile, ha avviato il programma di espansione internazionale con l'acquisizione del 50% della bioraffineria di Chalmette in Louisiana (USA) che ha consentito di incrementare fino a 1,65 mln di tonnellate/anno la capacità di lavorazione. Sono allo studio iniziative strategiche nel Sud-est asiatico con LG Chem e Petronas, e in Italia prosegue la ristrutturazione delle raffinerie tradizionali con il previsto avvio della conversione del sito di Livorno, sul modello di quanto già realizzato a Porto Marghera e a Gela.

Nel settore Chimica, che nel 2023 ha sofferto una congiuntura non favorevole, la piena acquisizione di Novamont, leader nel campo della bioeconomia circolare e nel mercato per lo sviluppo e produzione di bioplastiche e biochemicals biodegradabili e compostabili, rappresenta una grande opportunità di accelerazione della strategia attraverso l'integrazione di una piattaforma tecnologica unica e complementare, fornendo un rilevante contributo alla decarbonizzazione del portafoglio prodotti.

Nel nuovo business dello stoccaggio geologico permanente della CO_2 "CCS", abbiamo affermato la nostra leadership nei progetti europei. Nel Regno Unito, l'hub HyNet North West, dove Eni è operatore del trasporto e dello stoccaggio, avanza verso l'operatività grazie all'accordo di massima con le competenti autorità britanniche sulle condizioni economiche e sul rendimento del capitale investito, configurando il progetto come il primo business regolato al mondo in ambito CCS. Inoltre, Eni ha ottenuto una seconda licenza di stoccaggio per il giacimento esaurito di Hewett. I due progetti hanno una capacità di stoccaggio totale di 500 mln di tonnellate di CO_2.
In Italia, il progetto integrato Callisto per la realizzazione di un hub di CCS nell'offshore ravennate in sinergia con gli asset upstream esauriti di Eni è stato ammesso alla lista europea dei Progetti di Interesse Comune.

Le tecnologie sono alla base del percorso di transizione di Eni. Il nostro approccio fa leva sia sulle tecnologie derivate dai business tradizionali, sia sulla ricerca e applicazione di tecnologie break-through in grado di ridisegnare il modello energetico futuro. Ad esempio, la bioraffinazione è stata sviluppata a partire dai processi di raffinazione tradizionale, e il business nascente della CCS fa leva sulle tecnologie di giacimento e sul nostro know-how nello stoccaggio del gas naturale.
La società spin-out del MIT, CFS, di cui Eni è investitore strategico e con la quale abbiamo stabilito un accordo di cooperazione tecnologica, sta lavorando per la realizzazione del progetto pilota relativo alla fusione a confinamento magnetico che andrà a contribuire in maniera rivoluzionaria alla transizione energetica. Versalis ha avviato la costruzione dell'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop® per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista, e sta sviluppando il bioetanolo sostenibile da zuccheri di seconda generazione per la produzione di carburanti. Sosteniamo la ricerca e l'innovazione sia nella cattura/stoccaggio di CO_2 sia nel riutilizzo economico attraverso una tecnologia in fase sperimentale di mineralizzazione per il riciclo nella produzione di materiale cementizio.

La nostra strategia e la nostra azione industriale sono imperniate sulla sostenibilità e sulla conduzione responsabile del business. Il nostro processo di trasformazione è irreversibile e ci consentirà di traguardare la Neutralità carbonica al 2050 con l'azzeramento delle emissioni di processo e di prodotto (Scope 1, 2 & 3) in linea con le aspettative della società civile e degli obiettivi internazionali di decarbonizzazione. Nel 2023 Eni ha ricevuto dalle Nazioni Unite il riconoscimento "Gold Standard" nell'ambito del programma "Oil and Gas Methane Partnership 2.0" a conferma dell'efficacia della sua strategia di decarbonizzazione, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di metano, tema che ha assunto un ruolo centrale nel dibattito climatico internazionale. In occasione della Cop28, Eni ha annunciato la propria adesione all'Oil & Gas Decarbonisation Accelerator, piattaforma lanciata dalla Presidenza della Cop28 per dimostrare il concreto contributo del settore energetico al processo di decarbonizzazione. Nell'ambito del framework di finanza sostenibile, abbiamo collocato con successo nel 2023 un prestito obbligazionario convertibile del valore di €1 mld. Lavoriamo per una "just transition" nei Paesi africani nostri partner attraverso lo sviluppo del nostro originale modello di agri-business integrato verticalmente con la bioraffinazione, dando un positivo contributo all'economia e all'occupazione locale.
Queste iniziative si riflettono negli elevati rating ESG/Climatici che ci sono attribuiti: Climate Action 100+ Net Zero Benchmark ci ha valutato tra i primi nel settore per numero di metriche soddisfatte, grazie alla completezza della metodologia emissiva GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro emissivo esteso a tutta la Compagnia. Carbon Tracker ci ha classificato, per il 4° anno consecutivo, unica società fra le 25 maggiori aziende del settore O&G, grazie alla completezza della metodologia emissiva e all'ambizione dei target di medio-lungo termine.

Nel 2023 abbiamo ottenuto eccellenti risultati economico-finanziari. L'utile operativo proforma adjusted, che include il contributo in quota Eni delle nostre affiliate, è stato di circa €18 mld; l'utile netto adjusted è stato pari a €8,3 mld. La generazione di cassa è stata robusta con €16,5 mld di flusso operativo prima della variazione del capitale circolante, che al netto di capex organici di €9,2 mld esprime un FCF organico di €7,3 mld, superiore al significativo cash return dell'anno agli azionisti di €4,8 mld tra dividendi per €3 mld e buy-back di €1,8 mld. Questi risultati hanno consentito al Gruppo di mantenere una solida struttura patrimoniale con leverage del 20%.

STRATEGIA e PIANO 2024-2027

Confermiamo la strategia di transizione basata sulla crescita organica sia nei business tradizionali sia nei nuovi settori, sul modello satellitare e sulla disciplina finanziaria con l'obiettivo di Neutralità carbonica al 2050 e gli obiettivi intermedi di zero emissioni nette Scope 1 e 2 dell'upstream al 2030 e di tutti i business Eni al 2035.

In linea con tale strategia e capitalizzando i successi del 2023, il piano 2024-2027 prevede la crescita/high-grading del settore E&P con focus sui paesi OCSE, sul gas/GNL e sullo sviluppo di progetti in modalità fast-track, nonché la riduzione dell'impatto emissivo; investimenti a sostegno della sicurezza energetica; la crescita del valore delle nuove catene di business associate alla transizione e la gestione attiva del portafoglio.
La produzione E&P è prevista crescere a un tasso del 3-4% annuo fino al 2027, in media del 2% dopo le operazioni di dismissioni previste, trainata dagli avvii/ramp-up di nuovi progetti e dall'integrazione di Neptune. L'esplorazione sarà focalizzata su temi a gas in aree near-field in linea con gli obiettivi di mix produttivo, profilo emissivo e contenimento del costo unitario di scoperta e sviluppo, con mirate iniziative a elevato potenziale, supportata da una spesa per investimenti di oltre €1,5 mld nel quadriennio. La capacità rinnovabile installata è prevista crescere a oltre 8 GW entro il 2027 e la capacità di bioraffinazione a oltre 3 mln di tonnellate/anno entro il 2026. Sarà potenziata e migliorata la rete di Enilive per aumentare l'offerta di prodotti e servizi per la mobilità sostenibile e la rete Plenitude di ricarica per veicoli elettrici raddoppierà il numero di colonnine tra il 2023 e il 2027. La ristrutturazione e trasformazione di Versalis, attraverso il riposizionamento del proprio business verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità, porteranno l'EBITDA nel 2025 a livello di breakeven e l'EBIT positivo entro il 2026. Tale sviluppo dei business sarà finanziato da un programma di spending selettivo con investimenti netti pari a €27 mld nel quadriennio, circa €7 mld all'anno.

A livello di risultati consolidati si prevede di generare un CFFO ante capitale circolante nel 2024 di €13,5 mld, in crescita al 2027 a scenario costante di oltre il 30% o del 45% per azione. Tale crescita sarà guidata da tutti i settori, con Plenitude ed Enilive, principali business legati alla transizione energetica, che insieme rappresenteranno circa il 20% di tale aumento, a conferma della diversificazione delle attività di Eni ad elevato valore. Nel piano si prevede di realizzare €1,8 mld di riduzione dei costi corporate, in linea con l'evoluzione della strategia e con le opportunità derivanti dallo sviluppo del modello satellitare.

L'esecuzione di una strategia di crescita e di transizione con sfidanti obiettivi operativi e reddituali sarà bilanciata a livello finanziario dalla gestione attiva del portafoglio attraverso l'applicazione del "dual exploration model" a importanti asset E&P mantenendo l'operatorship, la dismissione di asset tradizionali non strategici e la valorizzazione dei satelliti, in particolare dei business di transizione con l'obiettivo di generare incassi netti di circa €8 mld nell'arco di piano e contribuire al mantenimento di una solida posizione finanziaria con il leverage atteso nell'arco di piano al 15-25%. L'outlook della Compagnia ci consente di potenziare la remunerazione agli azionisti distribuendo un ammontare pari al 30-35% del CFFO sotto forma di dividendi e di buy-back. In presenza di upside si prevede di destinare al buy-back fino al 60% dei flussi di cassa incrementali.

In definitiva, capitalizzando sui successi del 2023, il piano 2024-2027 proietta Eni verso obiettivi di crescita sfidanti, ma realistici poiché basati sugli asset e sulle opzioni del nostro portafoglio, ponendo le basi per un forte incremento di redditività e per una rapida generazione di cassa che garantiranno agli azionisti ritorni superiori alla media, accelerando al contempo la transizione del business e tutelando la sicurezza degli approvvigionamenti. Eni si presenta con solidi fondamentali e una chiara e credibile strategia per affrontare le sfide del futuro legate al cambiamento del paradigma energetico.

Per concludere, a nome di tutto il top management, intendiamo esprimere il nostro ringraziamento a tutte le persone di Eni che con il loro impegno, dedizione e spirito di attaccamento alla Compagnia hanno reso possibili gli straordinari risultati del 2023, ponendo le basi per i futuri successi di Eni.

Roma, 13 marzo 2024

Per il Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Zafarana
Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Claudio Descalzi
L' Amministratore Delegato

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività 6
Modello di business 10
Principali eventi dell'anno 12
Eni in sintesi 14
Attività di stakeholder engagement 20
Strategia 22
Risk Management Integrato 26
Governance 32

ANDAMENTO OPERATIVO
NATURAL RESOURCES 44
Exploration & Production 46
Global Gas & LNG Portfolio 66
CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock 72
ENERGY EVOLUTION 76
Enilive, Refining e Chimica 78
Plenitude & Power 86
Attività ambientali 92

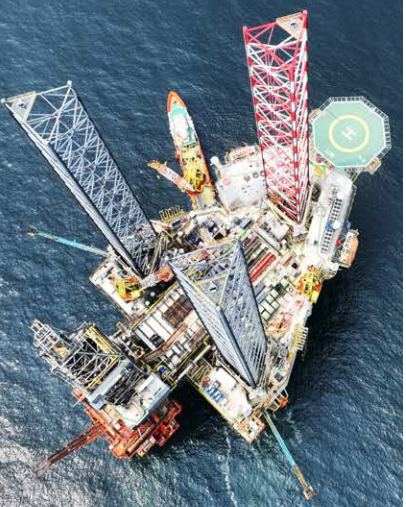
COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI
Commento ai risultati economico-finanziari 96
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 121
Fattori di rischio e incertezza 130
Evoluzione prevedibile della gestione 151

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO (DNF) **152**
Altre informazioni 238
Glossario 239

Attività

33.142
i nostri dipendenti

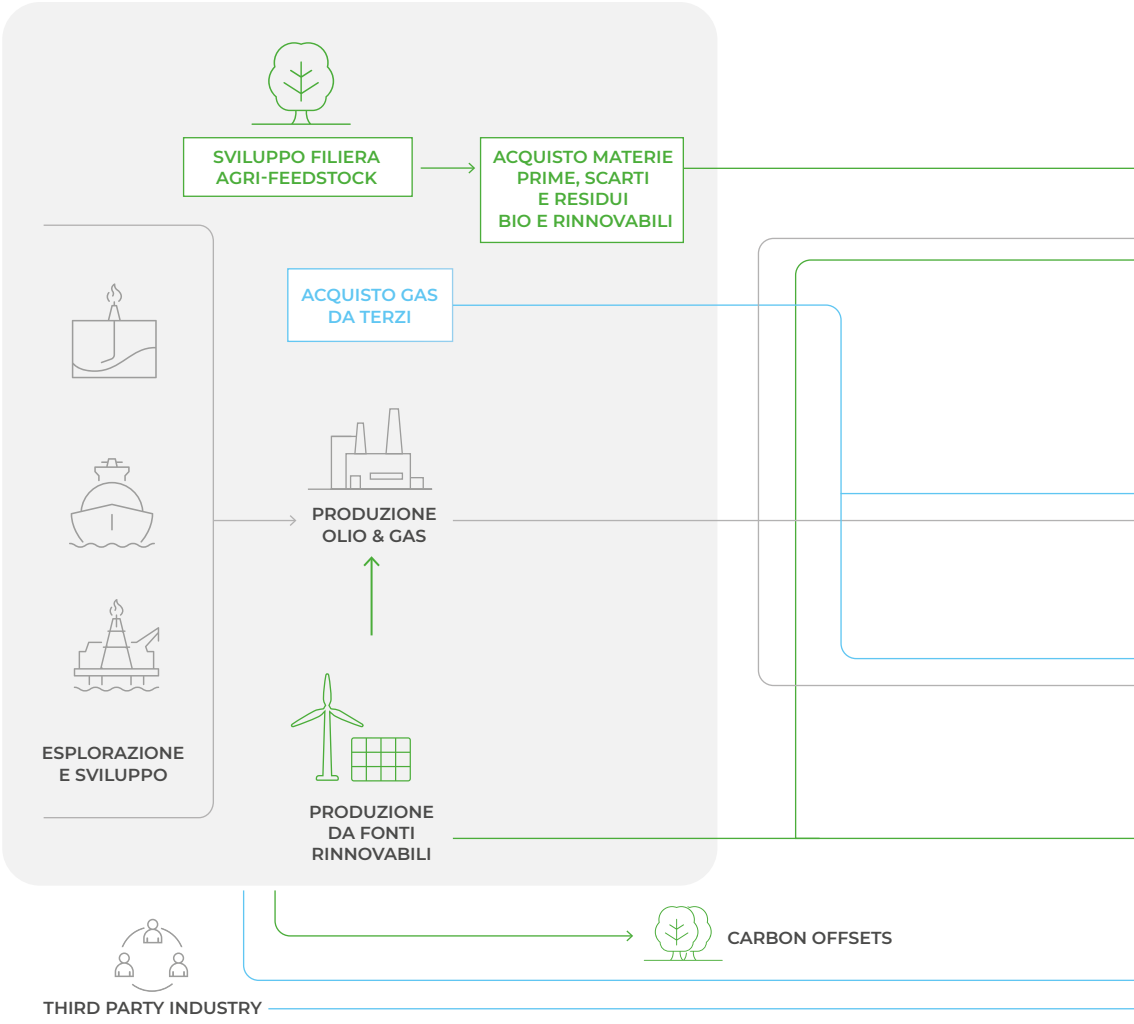
61
Paesi di presenza Eni nel mondo



Eni è una energy tech company, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di petrolio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai mercati locali e ai clienti retail e business, a cui offre anche servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile. **Competenze consolidate, tecnologie, diversificazione geografica e delle fonti, alleanze per lo sviluppo e innovativi modelli di business e finanziari** sono le leve di Eni per continuare a generare valore, rispondendo in maniera efficace alla sfida di perseguire una transizione energetica equa, bilanciata ed economicamente sostenibile. In particolare, Eni è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti e servizi energetici progressivamente decarbonizzati, sempre più orientata al cliente. La strategia di Neutralità Carbonica al 2050 di Eni si basa su un piano di trasformazione industriale che prevede l'utilizzo di soluzioni tecnologiche disponibili ed economicamente sostenibili in grado di contribuire fin da subito alla riduzione delle emissioni, quali:

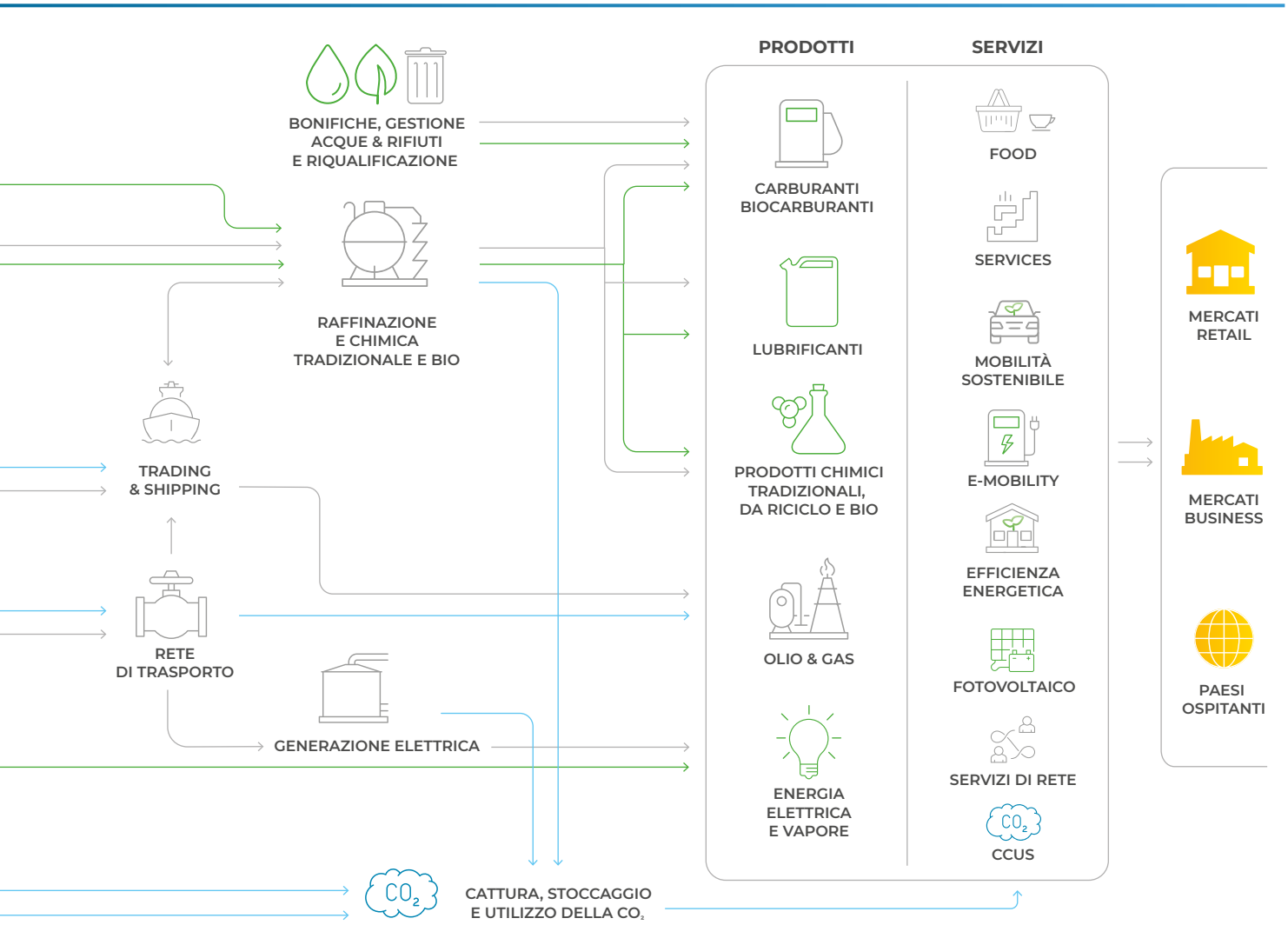
- **l'utilizzo del gas quale fonte energetica ponte** nella transizione, affiancata da investimenti per la riduzione delle emissioni di CO_2 e metano;

LA CATENA DEL VALORE



- lo sviluppo di **biocarburanti** e di **biometano**, prodotti con un apporto crescente di materia prima proveniente da rifiuti e scarti e da una filiera integrata di produzione di agri-feedstock non in competizione con la filiera alimentare, per contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti senza repentini mutamenti alle infrastrutture esistenti;
- le **rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità di generazione installata e l'integrazione con il business retail, facendo leva su un'ampia base di clienti;
- la **Carbon Capture Utilization e/o Storage (CCUS)**, in grado di fornire un contributo concreto alla riduzione delle emissioni, in particolare di cluster industriali hard-to-abate, grazie allo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO_2 per le emissioni da siti di Eni e di terzi;
- il **progressivo sviluppo di nuovi vettori energetici**, tra cui l'idrogeno low-carbon e rinnovabile.

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



LA PRESENZA DI ENI NEL MONDO

EUROPA
- ALBANIA
- AUSTRIA
- BELGIO
- CIPRO
- 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
- MAROCCO
- MOZAMBICO
- NIGERIA
- TUNISIA

ASIA E OCEANIA
- ARABIA SAUDITA
- AUSTRALIA
- BAHRAIN
- CINA
- COREA DEL SUD
- EMIRATI ARABI UNITI
- INDIA
- INDONESIA
- IRAQ
- KAZAKHSTAN
- LIBANO
- OMAN
- PAKISTAN
- QATAR
- RUSSIA
- SINGAPORE
- TIMOR LESTE
- TURKMENISTAN
- VIETNAM

AMERICA
- ARGENTINA
- BRASILE
- CANADA
- COLOMBIA
- ECUADOR
- MESSICO
- STATI UNITI
- VENEZUELA

61

Paesi di presenza Eni nel mondo



PAESI DI PRESENZA ENI

EXPLORATION & PRODUCTION

ENILIVE, REFINING E CHIMICA

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

PLENITUDE & POWER



22 EUROPA
- 5
- 10
- 18
- 12

12 AFRICA
- 12
- 3
- 7

19 ASIA E OCEANIA
- 13
- 3
- 9
- 2

8 AMERICA
- 5
- 6
- 2

Modello di business

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

Siamo una società integrata dell'energia impegnata nella transizione energetica socialmente equa che, con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili, mira a far fronte alle sfide cruciali del nostro tempo: contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
Il nostro **modello di business** è volto alla creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder principali attraverso una consolidata presenza lungo la catena del valore dell'energia. La nostra **mission aziendale** integra gli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, e il nostro **approccio distintivo** permea tutte le nostre attività. Eni prosegue nel suo impegno ad assicurare la sicurezza energetica, continuando a garantire la creazione di valore e avanzando, al contempo, nella propria strategia di transizione con 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 nostro modello coniuga l'utilizzo di **tecnologie proprietarie** 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. A supporto di questo modello integrato si inseriscono il **sistema di Corporate Governance**, basato sui principi di trasparenza e integrità, 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**. Eni, inoltre, combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, articolando le proprie azioni **lungo tre leve**:

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.

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

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

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

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

INPUT(*)

516,2 mln di GJ
consumo totale di energia

33.142
dipendenti

oltre
300.000 km²
di permessi exp/sviluppo oil & gas

Agri-feedstock da 7 Paesi

10,1 mln
clienti

€70 mld
capitale investito

~9.900
brevetti in vita

Acquisizioni strategiche

€95 mln
investimenti per lo sviluppo locale

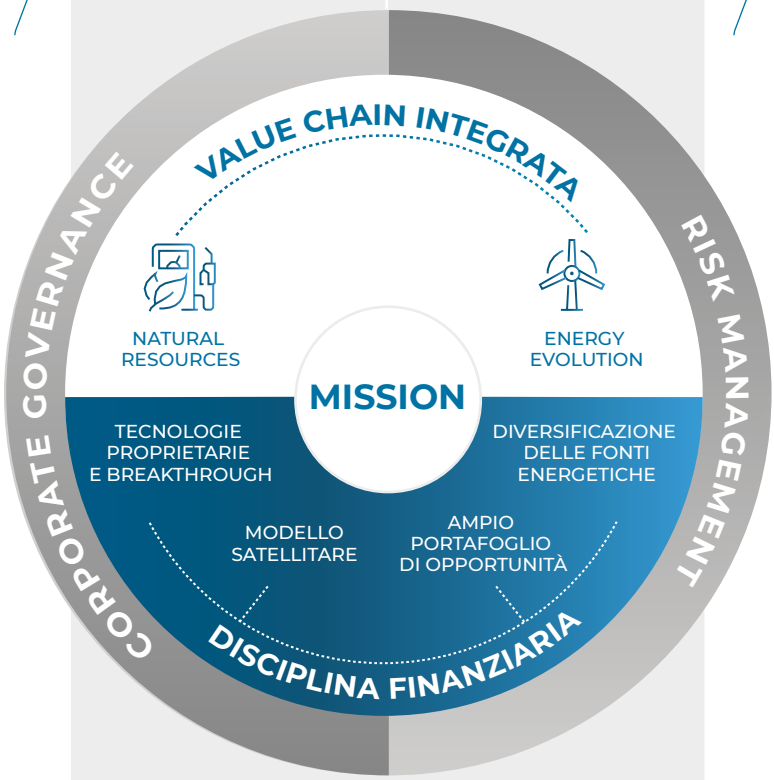
€9,2 mld
investimenti

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050
Decarbonizzazione dei prodotti e dei processi

ECCELLENZA OPERATIVA
Approccio per accompagnare la trasformazione

ALLEANZE PER LO SVILUPPO
Creazione di valore condiviso con i Paesi di presenza

STRATEGIA E TARGET
OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE



OUTPUT(*)

-10%
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)

0,40 TRIR
(infortuni registrabili/ore lavorate)

~900 mln boe
risorse esplorative

3,1 GW
capacità da fonti rinnovabili di Gruppo

1,65 mln ton/a
capacità di bioraffinazione

€4,8 mld
remunerazione degli azionisti

€16,5 mld
flusso di cassa adjusted

€17,8 mld
EBIT proforma adj

1,66 mln boe/g
produzione idrocarburi

~450 mila
persone raggiunte con progetti di sviluppo locale(**)

(*) Al 31 dicembre 2023 e/o nel 2023, salvo diversa indicazione.
(**) Le persone raggiunte potrebbero aver beneficiato di più di una iniziativa in diversi settori di intervento.

Principali eventi dell'anno

GENNAIO

Siglato un accordo con la National Oil Corporation (NOC) per l'avvio dello sviluppo delle **"Strutture A&E"** in Libia, finalizzate all'incremento della produzione di gas per rifornire il mercato interno e a garantire l'esportazione di volumi in Europa

Firmati **accordi strategici con Sonatrach** per accelerare la riduzione delle emissioni e rafforzare la sicurezza energetica

Costituita Enilive, la nuova società di Eni per la transizione della mobilità

FEBBRAIO

Raggiunto un accordo di partnership strategica con PBF per la **bioraffineria St. Bernard Renewables negli Stati Uniti**



Avviata la produzione dell'**impianto fotovoltaico** Golden Buckle Solar Project **in Texas**



MARZO

Siglato con **CFS un accordo di cooperazione** per supportare lo sviluppo dell'energia da fusione



Firmato un **accordo strategico con ADNOC** per accelerare la riduzione delle emissioni e rafforzare la cooperazione nei settori dell'energia pulita e della sostenibilità

Avviato il primo impianto al mondo di produzione di energia elettrica rinnovabile dal moto ondoso **ISWEC** (Inertial Sea Wave Energy Converter), al largo di Pantelleria

APRILE

Inaugurato **Congo LNG**, il primo progetto di liquefazione di gas naturale della Repubblica del Congo



MAGGIO

Lanciato **ROAD**, polo di ricerca tecnologica dedicato alle nuove filiere dell'energia

ROAD
ROME ADVANCED DISTRICT

Firmato un accordo con **Sonangol** per ampliare la collaborazione nei settori della decarbonizzazione e della transizione energetica per la produzione di carburanti a basso contenuto di carbonio e la valorizzazione delle biomasse per applicazioni agroindustriali e materiali critici

GIUGNO

Raggiunto con Vår Energi un accordo per l'**acquisizione di Neptune**, società indipendente leader nell'esplorazione e produzione di gas a livello globale, a basse emissioni, nonchè diversi progetti nella cattura della CO_2, consentendo ad Eni di disporre di un portafoglio di attività e sinergico ai propri asset in Nord Europa

NEPTUNE ENERGY

LUGLIO



Acquisiti gli **asset** di Chevron in **Indonesia** che consentiranno di accelerare lo sviluppo dei progetti e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy, in linea con l'obiettivo di aumentare la quota gas al 2030

AGOSTO



Conseguito lo **start up produttivo di Baleine** in Costa d'Avorio

SETTEMBRE

Aperto a Roma **ALT stazione del Gusto**: il primo ristorante di Enilive in collaborazione con Accademia Niko Romito



Annunciata l'assegnazione della **licenza per lo stoccaggio di CO_2** per il giacimento a gas depletato di Hewett, nell'offshore di Bacton nel Regno Unito

Avviato il primo **impianto fotovoltaico** da 50 MW in Kazakhstan

OTTOBRE

Annunciata l'importante scoperta a gas effettuata dal pozzo **Geng North 1** nel bacino del Kutei in Indonesia

Completato il closing per l'**acquisizione di Novamont**, società leader mondiale nella produzione di bioplastiche e nello sviluppo di biochemical e bioprodotti

NOVAMONT
A Versalis Company

Firmato un contratto a lungo termine di forniture di GNL con **QatarEnergy**

NOVEMBRE

Selezionato dalla commissione Europea il progetto CCS integrato **Callisto** che fa perno sull'hub CCS di Ravenna e incluso nella lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI)



DICEMBRE

GFMR
Global Flaring and Methane Reduction Partnership

Annunciata nell'ambito della Cop28 l'adesione al fondo fiduciario **Global Flaring and Methane Reduction (GFMR)**, per l'impegno nei Paesi in via di sviluppo, contribuendo al processo di decarbonizzazione dell'industria oil & gas

Firmato accordo tra **Plenitude ed Energy Infrastructure Partners** (EIP) che ha consentito a EIP di entrare, a marzo 2024, nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 mld pari al 7,6% del capitale sociale della Società

Avviato il processo di espansione del Track-1 per un ampliamento degli emettitori industriali nel **consorzio HyNet** nel Regno Unito. L'iniziativa è parte della strategia "CCUS Vision" del Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero del Regno Unito (DESNZ)

Definita l'acquisizione dell'80% di impianti fotovoltaici negli Stati Uniti, Cattlemen (Texas), Timber Road e Blue Harvest (Ohio), con una capacità complessiva installata di **0,38 GW** in quota Plenitude

Inoltre siglato un accordo per l'ingresso di **Plenitude** in una partnership strategica per lo sviluppo di progetti eolici offshore in Spagna

Eni in sintesi

PROFILO DELL'ANNO

Nel 2023 Eni ha conseguito solidi risultati economico-finanziari, grazie alla gestione industriale che, facendo leva sull'asset integrity, ha garantito la sostenibilità degli obiettivi produttivi, nonché alla disciplina finanziaria.

Nonostante l'incertezza e la volatilità dello scenario caratterizzato dalla flessione dei prezzi del petrolio Brent (-18% rispetto al 2022) e del gas (diminuiti del 65% nel mercato europeo) l'utile operativo proforma adjusted di €17,8 miliardi raggiunge un livello molto significativo grazie alla solidità del contributo E&P sostenuto dalla crescita produttiva del 3% a 1,65 mln boe/g, al top della guidance, e dai risultati record di GGP per effetto delle ottimizzazioni e rinegoziazioni. Eccellenti risultati sono stati conseguiti dai due satelliti Enilive e Plenitude, con circa €1 miliardo di Ebitda adjusted ciascuno; mentre la raffinazione tradizionale ha ottenuto un utile molto positivo in un contesto complesso. Versalis è stata penalizzata dal calo della domanda, dalla pressione competitiva e dagli elevati costi energetici europei.

La gestione finanziaria e delle partecipazioni ha beneficiato dei contenuti costi dell'indebitamento finanziario Eni a tassi fissi, mentre gli attivi hanno realizzato significativi proventi grazie alla crescita dei rendimenti; le entità non consolidate hanno contribuito con proventi di €1,7 miliardi. Utile netto adjusted di Gruppo pari a €8,3 miliardi, avendo scontato un tax rate consolidato del 44%.

La generazione di cassa è stata robusta con un flusso di cassa adjusted di €16,5 miliardi, superiore ai fabbisogni per investimenti pari a €9,2 miliardi, generando un free cash flow organico di circa €7,3 miliardi ampiamente superiore alla remunerazione agli azionisti attraverso il pagamento dei dividendi (€3 miliardi) e il programma 2023 di acquisto azioni proprie (€1,8 miliardi). Questi risultati hanno consentito di perseguire strategiche opportunità di portafoglio per accelerare la crescita nel business della decarbonizzazione (€2,4 miliardi), inclusa l'acquisizione di Chalmette negli Stati Uniti, l'incremento della partecipazione in Novamont ottenendone il controllo, e l'acquisto di asset a gas in Algeria e Indonesia.

Confermata la solidità della struttura patrimoniale del Gruppo con un leverage pari a 0,2.

Dividendo 2023 pari a €0,94 per azione; programma di buy-back 2023 dell'azione Eni dell'importo di €2,2 miliardi completato nel marzo 2024.

HIGHLIGHT FINANZIARI

€16,5 mld
CFFO adj.
forte generazione di cassa

€17,8 mld
EBIT PROFORMA adj.
solida performance

20%
LEVERAGE
solidità patrimoniale

€8,3 mld
UTILE NETTO adj.
seconda migliore performance degli ultimi dieci anni

€9,2 mld
INVESTIMENTI
rigorosa disciplina finanziaria

€1,7 mld
CONTRIBUTO DA PARTECIPAZIONI
importante contributo del modello satellitare

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Nel 2023 sono state portate a termine azioni strategiche per la trasformazione industriale di Eni verso il Net Zero, tra cui l'acquisizione di Neptune Energy, l'avvio dell'impianto di biocarburanti di Chalmette e il raggiungimento del target di capacità rinnovabile installata di Plenitude

SDG: 7 9 12 13 15 17

8,9 mln ton CO_2eq.
Net carbon footprint Upstream

65,6 g CO_2eq./MJ
Net carbon Intensity



ECCELLENZA OPERATIVA

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

SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17

3 GW
di capacità rinnovabile installata di Plenitude

~900 mln/boe
di nuove risorse scoperte



ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Definite e consolidate alleanze con partner autorevoli in ambito socio-economico, di salute e innovazione supportate da solide relazioni coi Paesi ospitanti e dal modello di business definito da Eni

SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17

€95 mln
investimenti per lo sviluppo locale

35.500
studenti supportati nell'accesso all'educazione



INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Rafforzata la leadership tecnologica e l'impegno in innovazione e digitalizzazione, attraverso la realizzazione di un nuovo sistema di super calcolo HPC6 e lo sviluppo di tecnologie per la valorizzazione del business CCUS, tra cui il progetto Callisto inserito nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comune

SDG: 7 9 12 13 16

~9.900
brevetti

€166 mln
spesa in R&S



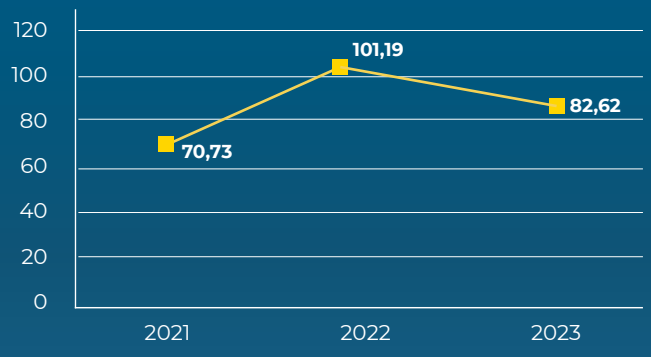
MILESTONE STRATEGICHE

La valorizzazione del nostro portafoglio di asset rappresenta un elemento chiave nell'implementazione della nostra strategia.

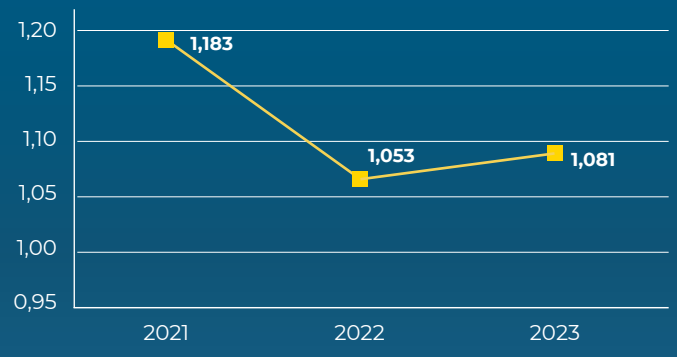
Nel corso del 2023, progredendo nella strategia di creazione di valore e di decarbonizzazione sono state finalizzate importanti acquisizioni, tra cui maggior rilievo assume Neptune, nonché definiti alcuni disinvestimenti che hanno riguardato asset non strategici. Il nostro modello satellitare distintivo ha contributo alla nostra performance in modo sostanziale, confermandosi efficace leva nell'accelerazione della crescita di valore. In particolare:

- acquisita Neptune, società indipendente leader nell'esplorazione e produzione di gas a livello globale, con attività focalizzate sul gas a contenute emissioni, nonché diversi progetti nella cattura della CO_2. Eni ha integrato un portafoglio di attività che presenta una forte complementarità a livello operativo e strategico con il proprio, rafforzando la presenza in aree geografiche chiave, come Regno Unito, Algeria, Indonesia e Australia;
- acquisiti asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore dell'Indonesia che consentono l'accesso a un enorme volume di risorse nell'offshore del bacino di Kutei nonché gli asset di bp in Algeria. Queste acquisizioni sono in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030;
- finalizzata la joint venture paritetica (Enilive SpA e PBF Energy Inc. - PBF) in St. Bernard Renewables LLC (SBR), una bioraffineria operativa co-locata con la Raffineria di Chalmette di PBF in Louisiana (USA) che rappresenta un importante progresso nella leadership internazionale di Eni nel business integrato della bioraffinazione. L'impianto di Chalmette ha una capacità di lavorazione di circa 1,1 mln di tonnellate/anno di materie prime;
- firmato un accordo di joint venture tra Enilive e LG Chem che rappresenta un ulteriore passo avanti verso la decisione finale di investimento per la costruzione di una nuova bioraffineria in Corea del Sud. L'obiettivo è di completare l'impianto entro il 2026 e trattare circa 400.000 tonnellate/anno di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni;
- acquisita dalla società EDP Renováveis, S.A. un'interessenza dell'80% di impianti fotovoltaici situati negli Stati Uniti, Cattlemen, (Texas), Timber Road e Blue Harvest (Ohio), con una capacità complessiva installata di circa 0,48 GW, 0,38 GW in quota Plenitude;

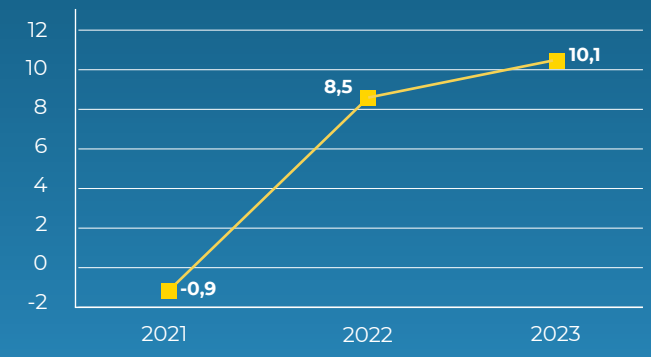
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED ($/BL)



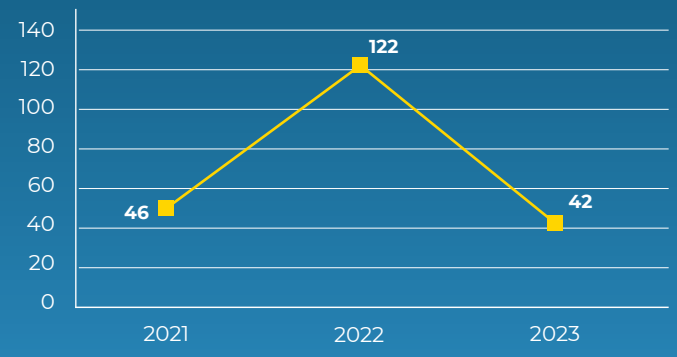
CAMBIO MEDIO EUR/USD



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



PSV (€/MWh)



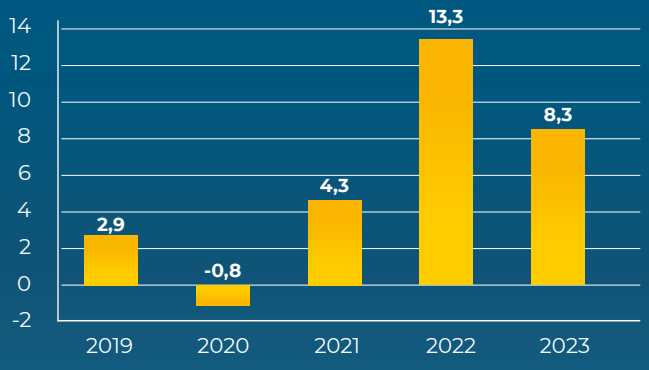
- perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario, al fine di accelerare la strategia di trasformazione e di crescita di Versalis nella chimica da fonti rinnovabili;
- concordati con Oando PLC, la principale società petrolifera privata nigeriana, i termini per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore e nella generazione di energia elettrica. L'accordo prevede lo scorporo della partecipazione di Eni nella JV SPDC;
- finalizzato nel marzo 2024 l'accordo tra Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 miliardi pari al 7,6% del capitale sociale della Società. L'operazione implica un enterprise value di Plenitude di circa €10 miliardi e rafforzerà la struttura finanziaria consolidata di Eni.

SVILUPPI DI BUSINESS

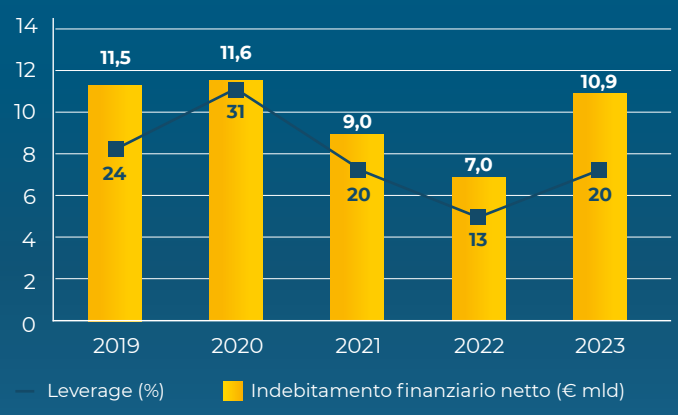
Anche la performance operativa ha conseguito risultati eccellenti in tutti i business:

- grazie agli straordinari successi esplorativi in Indonesia e in altre geografie che hanno consentito di incrementare il portafoglio risorse di circa 900 mln di boe, è stata confermata la leadership di Eni nel settore upstream. Conseguito il massimo livello di produzione rispetto all'intervallo obiettivo annunciato per il 2023, raggiungendo 1,66 mln di boe/g;
- garantite forniture stabili e affidabili di gas naturale ai mercati europei, nonostante una massiccia contrazione dei flussi di importazione dalla Russia, facendo leva sulla qualità del portafoglio di contratti long-term, azioni di ottimizzazione e favorevoli accordi contrattuali, tra cui l'accordo con Open EP per garantire il flusso di gas dalla Francia alla Svizzera e all'Italia anche in caso di interruzioni o significative riduzioni dei flussi di gas dalla Germania;
- capacità installata da fonti rinnovabili di 3 GW al 31 dicembre 2023, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna e negli Stati Uniti, allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakhstan;
- incrementata la capacità della bioraffinazione a 1,65 MTPA, con volumi di lavorazioni bio di 866 mila tonnellate nell'anno, +59,5% rispetto al 2022.

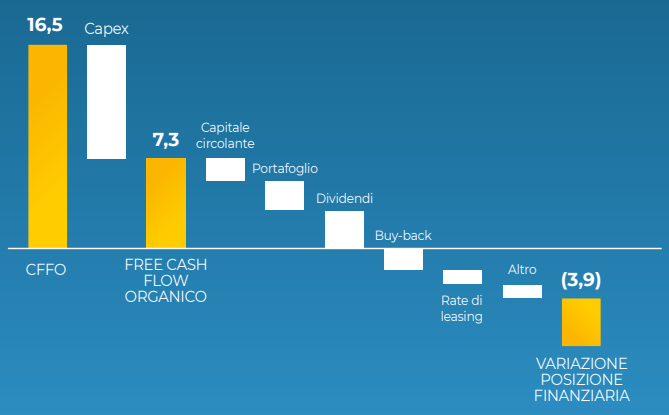
UTILE NETTO ADJUSTED (€ mld)



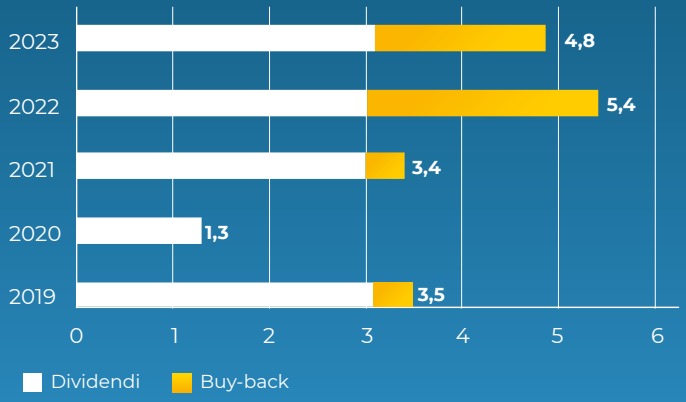
LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



FLUSSI FINANZIARI VARIAZIONE INDEBITAMENTO (€ mld)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ mld)



PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2023	2022	2021
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	93.717	132.512	76.575
Utile (perdita) operativo		8.257	17.510	12.341
Utile (perdita) operativo adjusted[a]		13.805	20.386	9.664
Exploration & Production		*9.934*	*16.469*	*9.340*
Global Gas & LNG Portfolio		*3.247*	*2.063*	*580*
Enilive, Refining e Chimica		*555*	*1.929*	*152*
Plenitude & Power		*681*	*615*	*476*
Utile (perdita) netto adjusted[a][b]		8.322	13.301	4.330
Utile (perdita) netto[b]		4.771	13.887	5.821
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.119	17.460	12.861
Investimenti tecnici		9.215	8.056	5.234
di cui: ricerca esplorativa		*784*	*708*	*391*
sviluppo riserve di idrocarburi		*6.293*	*5.238*	*3.364*
Dividendi per esercizio di competenza[c]		3.106	2.972	3.055
Dividendi pagati nell'esercizio		3.046	3.009	2.358
Totale attività a fine periodo		142.606	152.130	137.765
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.644	55.230	44.519
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		10.899	7.026	8.987
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		16.235	11.977	14.324
Capitale investito netto		69.879	67.207	58.843
di cui: Exploration & Production		*51.534*	*50.732*	*47.949*
Global Gas & LNG Portfolio		*1.119*	*672*	*(823)*
Enilive, Refining e Chimica		*9.627*	*9.302*	*9.815*
Plenitude & Power		*7.728*	*7.486*	*5.474*
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	15,4	13,3	12,2
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.303,8	3.483,6	3.566,0
Capitalizzazione di borsa[d]	(€ miliardi)	50	48	44

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) L'importo 2023 (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

		2023	2022	2021
Utile (perdita) netto				
per azione[a]	(€)	*1,40*	*3,95*	*1,60*
per ADR[a][b]	($)	*3,03*	*8,32*	*3,78*
Utile (perdita) netto adjusted				
per azione[a]	(€)	*2,47*	*3,78*	*1,19*
per ADR[a][b]	($)	*5,34*	*7,96*	*2,81*
Cash flow				
per azione[a]	(€)	*4,58*	*5,01*	*3,61*
per ADR[a][b]	($)	*9,90*	*10,55*	*8,54*
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	12,3	22,0	8,4
Leverage ante IFRS 16		20	13	20
Leverage post IFRS 16		30	22	32
Gearing		23	18	24
Coverage		17,5	18,9	15,7
Current ratio		1,3	1,3	1,3
Debt coverage		93,1	145,8	89,8
Net Debt/EBITDA adjusted		74,4	43,0	83,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,94	0,88	0,86
Total Shareholder Return (TSR)	(%)	23	16	52
Dividend yield[c]		6,2	6,5	7,1

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

DIPENDENTI

		2023	2022	2021
Exploration & Production	(numero)	8.785	8.689	9.409
Global Gas & LNG Portfolio		669	870	847
Enilive, Refining e Chimica		14.092	13.132	13.072
Plenitude & Power		3.018	2.794	2.464
Corporate e altre attività		6.578	6.703	6.897
Gruppo		33.142	32.188	32.689

INNOVAZIONE

		2023	2022	2021
Spesa in R&S	(€ milioni)	166	164	177
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	28	23	30

CLIMA[a]

		2023	2022	2021
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)[b]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	8,9	9,9	11,0
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2)[b]		26,1	29,9	33,6
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[c]		174	164	176
Net GHG Emissions (Scope 1+2+3)[b]		200	194	210
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[b]		398	419	456
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)[b]	(grammi di CO_2eq./MJ)	65,6	66,3	66,5
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	38,69	39,39	40,08
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	0,73	0,79	0,81
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	39,1	49,6	54,5

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

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE[a]

		2023	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,41	0,34
dipendenti		*0,45*	*0,29*	*0,40*
contrattisti		*0,38*	*0,47*	*0,32*
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	12.822	6.139	4.408
di cui: da atti di sabotaggio		*5.094*	*5.253*	*3.053*
operativi		*7.728*	*886*	*1.355*
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	124	116	117
Acqua di produzione reiniettata	(%)	60	59	58

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

DATI OPERATIVI

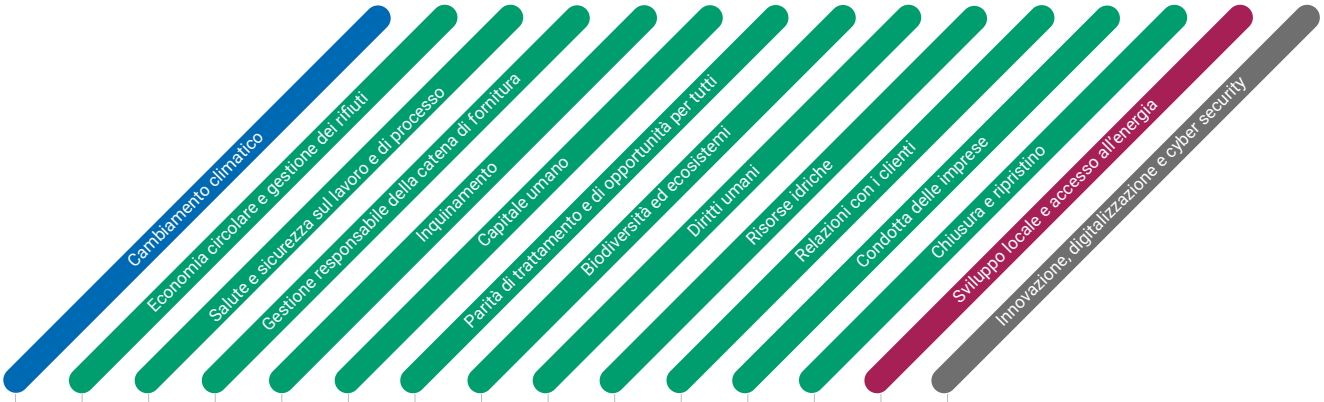
		2023	2022	2021
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.655	1.610	1.682
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.414	6.614	6.628
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	11,3	10,8
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	69	47	55
Profit per boe[a][c]	($/boe)	14,5	9,8	4,8
Opex per boe[b]		8,6	8,4	7,5
Finding & Development cost per boe[c]		26,3	24,3	20,4
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	50,51	60,52	70,45
di cui: in Italia		*24,40*	*30,67*	*36,88*
internazionali		*26,11*	*29,85*	*33,57*
Vendite GNL		9,6	9,4	10,9
ENILIVE, REFINING E CHIMICA				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,10	1,10
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	635	428	585
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie[d]	(%)	72	58	65
Quota di mercato rete in Italia		21,4	21,7	22,2
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,5	7,5	7,2
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.267	5.243	5.314
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.645	1.587	1.521
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	77	79	76
Produzioni di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	5.663	6.856	8.496
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	51	59	66
PLENITUDE & POWER				
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,0	2,2	1,1
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	3,98	2,55	0,99
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	6,06	6,84	7,85
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	17,98	18,77	16,49
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	10,11	10,07	10,04
Punti di ricarica veicoli elettrici	(migliaia)	19,0	13,1	6,2
Produzione termoelettrica	(terawattora)	20,66	21,37	22,31
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		19,88	22,37	28,54

(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.
(d) Per il 2023 e 2022 il tasso è calcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

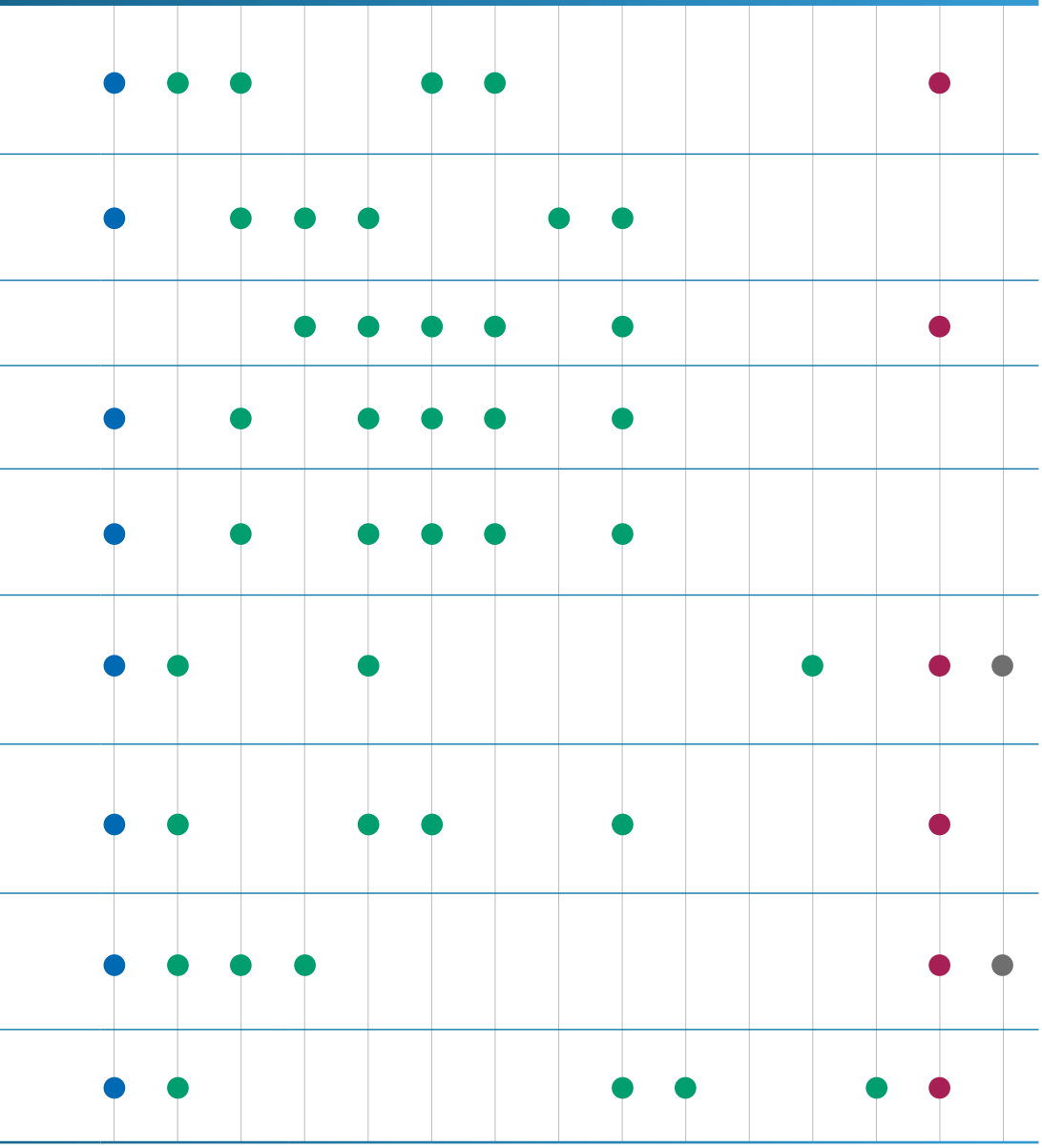
Attività di stakeholder engagement

Il coinvolgimento degli stakeholder è per Eni un tema centrale per perseguire una transizione equa e giusta, poiché tale partecipazione aiuta a massimizzare la creazione di valore di lungo periodo riducendo al contempo i rischi di impresa. Anche in linea con il Codice Etico, Eni intrattiene rapporti basati su principi di correttezza, legalità, trasparenza, tracciabilità, rispetto dei diritti umani, inclusione, parità di genere e tutela dell'ambiente e delle comunità. La partecipazione e la condivisione di scelte, obiettivi e risultati aziendali favorisce rapporti solidi e di reciproca fiducia, che sono anche parte integrante del processo di definizione della materialità. Eni ha tra i suoi cardini l'attenzione alle relazioni con gli stakeholder di interesse, presenti in tutti i paesi dove opera (61) garantendo un dialogo attivo e costante, tenendo conto delle loro necessità, tracciando le richieste ed i reclami in modo strutturato e trasparente. A supporto della relazione con gli stakeholder locali, Eni utilizza l'applicativo aziendale "Stakeholder Management System", in cui sono mappati oltre 5.800 stakeholder e che permette una gestione costante e puntuale dei grievance, delle richieste e delle criticità emerse. Nella tabella di seguito, sono rappresentati i temi più rilevanti per le categorie di stakeholder di riferimento di Eni, emersi dall'analisi di materialità (si veda pag. 222) nonché eventuali temi aggiuntivi segnalati dalle funzioni aziendali responsabili della relazione con quella specifica categoria.

CATEGORIE	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI ENGAGEMENT NEL 2023
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e allo sviluppo dell'imprenditorialità // Iniziative formative e di sensibilizzazione a supporto dell'inclusione, del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e sulla "zero tolerance" // Iniziative a supporto del team building e mobilità per favorire l'internazionalità // Iniziative per la valorizzazione delle risorse giovani under 36 // Nuova campagna sui Principi e le Regole d'Oro della Sicurezza con particolare focus sulla Stop Work Authority // Finalizzazione e/o sottoscrizione di accordi con le organizzazioni sindacali tra cui Smart Working in Italia e sua progressiva estensione all'estero
COMUNITÀ FINANZIARIA	Capital Markets Day (piano strategico 2023-26 e di lungo termine al 2050) e Road-Show virtuale nelle principali piazze finanziarie // Road-Shows con investitori e proxy advisor sulla remunerazione degli executive // Conference call sui risultati trimestrali // Partecipazione del Top Management alle conferenze tematiche bancarie // Partecipazione alle conferenze tematiche e ingaggio continuo con investitori istituzionali e principali agenzie di rating in ambito ESG // Si segnala che "Strategia e performance econimico-finanziaria" è un tema rilevante che si aggiunge a quelli di sostenibilità riportati sulla destra
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	Consultazioni delle Autorità e comunità locali per nuove attività esplorative e/o nuovi progetti di business e di sviluppo locale // Gestione di richieste e grievance delle comunità locali // Comunicazioni periodiche su avanzamento progetti // Campagne di sensibilizzazione delle comunità locali su temi di salute e sull'uso dei fornelli migliorati
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	Iniziative di sensibilizzazione, coinvolgimento e formazione dei fornitori e workshop di settore per favorire la consapevolezza della sostenibilità lungo l'intera supply chain // Ampliamento della community di Open-es e rafforzamento dell'iniziativa con più strumenti e servizi (es. programmi formativi sulle tematiche ESG) // Estensione dell'applicazione del modello di due diligence risk-based sui Diritti Umani per prevenire e mitigare i rischi lungo l'intera supply chain // Programma "Sustainable Supply Chain Finance"
CLIENTI E CONSUMATORI	Regolari interazioni con Associazioni dei Consumatori (AdC) per: presentare risultati, obiettivi e strategie future; incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle AdC nazionali e locali su tematiche legate alla sostenibilità, transizione energetica, economia circolare, digitalizzazione e iniziative commerciali; condividere risultati sul monitoraggio del protocollo per la prevenzione delle attivazioni non richieste; migliorare la soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio, anche attraverso canali dedicati ed area web riservata
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE E INTERNAZIONALI	Partecipazione a iniziative di promozione economica, incontri e tavoli di lavoro sui temi connessi ad attività di business, scenari geopolitici ed energetici, sviluppo sostenibile e nuove tecnologie // Rappresentazione del posizionamento Eni su transizione energetica e decarbonizzazione in eventi pubblici e nei principali consessi multilaterali internazionali (es. G20, B20, COP28) // Ingaggio e dialogo istituzionale, anche nel contesto di partnership e membership, con think tank, organismi associativi e internazionali su transizione energetica ed ecologica, innovazione e mobilità sostenibile // Presentazione di progetti, visite di associazioni, delegazioni istituzionali e politiche presso impianti industriali, siti operativi e centri di ricerca
UNIVERSITÀ, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE	Collaborazione con: a) Università italiane: Politecnico di Milano e di Torino, Università di Bologna, Bicocca, Federico II, Pavia, Padova, Pisa, Consorzio Interuniversitario INSTM; b) Centri di ricerca: CNR, ENEA e INGV c) il MIT; d) in qualità di socio fondatore nell'ambito del PNRR, 4 Centri Nazionali per la Ricerca, 2 Ecosistemi dell'Innovazione, 2 Partenariati Estesi // Avviato ROAD – Rome Advanced District, polo di ricerca tecnologica dedicato alle nuove filiere dell'energia // Lanciati nuovi progetti di alternanza scuola lavoro per il contrasto all'abbandono scolastico // Presenza nei principali hub di innovazione nazionale e internazionale, accordi con innovation broker, incubatori e acceleratori di start up
ORGANIZZAZIONI DI ADVOCACY E DI CATEGORIA, ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	Adesione e partecipazione a OGCI, IETA, WEF, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI, The Council for Inclusive Capitalism, UN Energy Compact e collaborazioni con istituzioni internazionali sui diritti umani // Convegni, dibattiti, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità; realizzazione di linee guida e condivisione di best practice, capacity building per la generazione e l'utilizzo dei crediti di carbonio // Incontri con associazioni imprenditoriali territoriali e di categoria per la supply chain sostenibile, le tematiche energetiche e a supporto del business tramite analisi di posizionamenti e studi per la transizione energetica
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE ALLO SVILUPPO	Accordi di collaborazione/partenariato con organismi di cooperazione per consolidare le attività di sviluppo nei Paesi. Accordi con agenzie delle Nazioni Unite (UNIDO, UNESCO e IOM) e organismi della società civile (ADPP, AVSI, Banco Alimentare e Oikos) // Collaborazioni con agenzie di cooperazione nazionali (AICS e USAID), organismi del settore privato (CNH Industrial ed IVECO Group), ministeri dei Paesi ospitanti e organismi della società civile



TEMI RILEVANTI



NUMERI DELL'ANNO

~300 iniziative di supporto all'internazionalizzazione delle risorse Eni

~5.000 persone invitate all'Engagement Survey di valorizzazione risorse Under 36

~670 fondi incontrati

~270 incontri/call con investitori e agenzie

139 grievance gestiti

782 comunità locali (indigene incluse) mappate

>15.000 imprese aderenti a Open-es

500 rappresentanti delle Associazioni dei consumatori incontrati

75 Borse di studio per dottorati di ricerca finanziate/co-finanziate

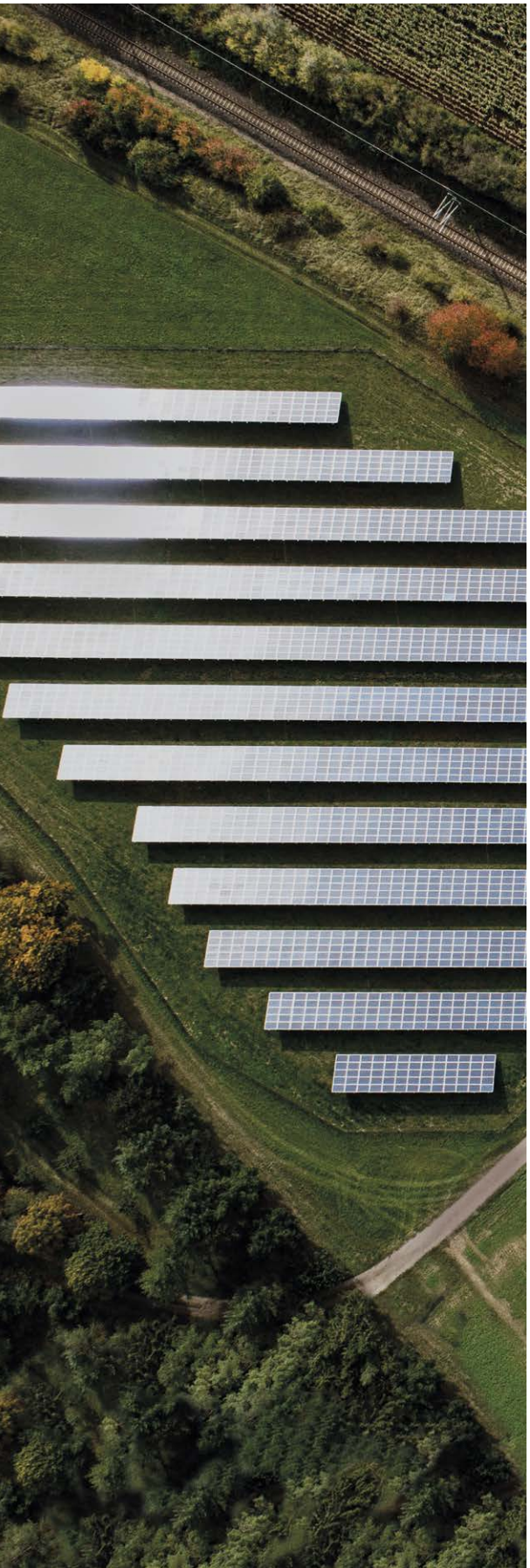
6 Centri Congiunti di ricerca in Italia con **28** progetti attivi

8 hub di sviluppo imprenditoriale attivi in Italia e 2 all'estero (Kenya e Congo)

>100 start-up innovative incubate/accelerate

28 accordi firmati per iniziative di sviluppo socioeconomico e di salute

Strategia



PIANO STRATEGICO

Eni nel piano 2024-2027 continua a progredire nella esecuzione della sua strategia distintiva di creazione del valore, di decarbonizzazione e di contestuale garanzia di stabilità nelle forniture energetiche.

Il Piano si fonda su:

- la massimizzazione del valore dei business tradizionali accompagnata alla riduzione delle emissioni;
- lo sviluppo di nuove attività, ad alta redditività ed elevata crescita, relative alla transizione energetica;
- un ecosistema di innovazione e di rapida implementazione delle proprie tecnologie, allo scopo di rendere efficace ed efficiente l'accesso alle nuove risorse energetiche, migliorare l'utilizzo di quelle esistenti e ridurre l'impatto carbonico sull'ambiente;
- il raggiungimento di solidi risultati finanziari attraverso investimenti organici, operazioni selettive di portafoglio e iniziative di efficienza della struttura corporate;
- la gestione attiva del portafoglio attraverso dismissioni mirate con conseguente riduzione dei capex netti e rafforzamento della struttura patrimoniale;
- il potenziamento della remunerazione degli azionisti.

GRUPPO

Il Piano 2024-2027 prevede:

- di generare un flusso di cassa da attività operativa prima del capitale circolante di circa €13,5 miliardi nel 2024 e di €62 miliardi nell'arco del piano quadriennale, in crescita del 30% a scenario costante;
- Investimenti netti (al netto della cassa derivante dalle operazioni di portafoglio) nel quadriennio 2024-2027 pari a €27 miliardi, corrispondenti ad una media annua di €7 miliardi, inferiori di oltre il 20% rispetto al piano dello scorso anno, grazie all'ottimizzazione della spesa, al miglioramento della qualità dei progetti e al maggiore contributo del portafoglio;
- incassi netti da operazioni di portafoglio pari a circa €8 miliardi nel quadriennio e focalizzati sullo sviluppo del modello satellitare, sull'applicazione del dual exploration model – che consente di valorizzare anticipatamente le risorse esplorative scoperte – e sul ribilanciamento geografico delle produzioni di idrocarburi;
- di realizzare €1,8 miliardi di riduzione dei costi corporate nel quadriennio, in linea con l'evoluzione della strategia e con le opportunità derivanti dallo sviluppo del modello satellitare;
- un livello di leverage pari al 15-25%;
- potenziamento della remunerazione degli azionisti; Eni intende distribuire tra il 30%-35% del flusso di cassa da attività operativa annuale attraverso dividendi e buy-back, in aumento rispetto al precedente 25%-30%. Il dividendo proposto per il 2024 è pari a €1,00 per azione, in aumento di oltre il 6% e il buy-back è fissato a €1,1 miliardi. In presenza di upside si prevede di destinare fino al 60% dei flussi di cassa incrementali rispetto al Piano, in aumento rispetto al precedente 35%.

NATURAL RESOURCES



EXPLORATION & PRODUCTION

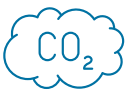
Eni prevede, nel rispetto dell'obiettivo di riduzione dell'impronta carbonica, la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sull'eccellenza operativa nell'attività di esplorazione e sullo sviluppo fast track dei progetti.
Il Piano 2024-2027 prevede:

- la crescita del cash flow upstream per barile di oltre il 30% tra il 2023 e il 2027 a scenario costante, grazie alla qualità dei nuovi progetti fast track in particolare Congo, Costa d'Avorio, Indonesia e Libia;
- un tasso medio annuo di crescita delle produzioni del 3-4% fino al 2027, in media del 2% dopo le operazioni di dismissioni previste, grazie all'accelerazione delle attività di gestione del portafoglio. Eni ha un numero significativo di Final Investment Decision (FID) programmate e di opzionalità, in molti casi con una elevata quota di partecipazione, che offrono un'eccellente visibilità del business oltre il periodo di piano e attestano la significativa materialità del suo portafoglio di progetti;
- la spesa netta upstream per investimenti, inclusa l'attività di portafoglio, sarà di circa €5 miliardi in media all'anno, -20% rispetto al precedente piano riflettendo la qualità dei progetti, l'ottimizzazione degli investimenti e l'accelerazione delle dismissioni;
- l'anticipazione della generazione di valore per il business riducendo la propria presenza nei progetti ad elevata partecipazione, in linea con l'applicazione del dual exploration model. Eni continuerà a ribilanciare il proprio portafoglio di asset attraverso la dismissione delle attività marginali. Complessivamente, si prevede che gli asset upstream rappresentino oltre la metà del valore totale delle dismissioni di Gruppo;
- l'esplorazione quale elemento altamente distintivo del business model di Eni che continuerà a essere un importante motore di creazione di valore, investendo oltre €1,5 miliardi nel corso del piano.



GLOBAL GAS LNG PORTFOLIO

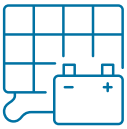
GGP continuerà a massimizzare il valore del gas prodotto, ampliando al contempo le attività di trading esistenti, proseguendo nella strategia di massimizzare i ritorni economici attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione, facendo leva sulle flessibilità del suo portafoglio e continuerà a creare valore attraverso lo sviluppo di nuovo supply GNL, potendo contare sulla sinergica integrazione con il business upstream.
L'Ebit proforma di GGP è previsto a circa €800 milioni nel 2024. Tale risultato riflette l'ipotesi Eni di normalizzazione del mercato del gas con prezzi più bassi e, soprattutto, una volatilità significativamente inferiore. Tuttavia, attualmente il mercato rimane molto esposto ai cambiamenti di contesto quali eventi geopolitici, problemi di approvvigionamento, condizioni meteo e livelli della domanda. Qualora tali eventi si verificassero, Eni ha dimostrato di poter generare significativi upside fino a oltre €1 miliardo, facendo leva sul portafoglio di gas in approvvigionamento e sulla disponibilità di infrastrutture e logistica.



CCUS

La CCS è una leva fondamentale per ridurre le emissioni nette e guidare la transizione energetica. Eni ha acquisito una posizione di leadership, in particolare nel Regno Unito e in Italia, e si sta espandendo in Nord Africa, Olanda e Norvegia. La CCS diventerà quindi una delle piattaforme chiave del portafoglio di Eni orientato alla transizione energetica, sia per la decarbonizzazione delle proprie operazioni che come servizio per le industrie terze. La capacità di stoccaggio gross unrisked è di circa 3 GigaTon. Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO_2 di oltre 15 milioni di tonnellate/anno prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 milioni di tonnellate/anno dopo il 2030. La fase 1 del progetto CCS di Ravenna sarà avviata quest'anno mentre lo sviluppo della fase 2 è previsto per il 2027, e sono possibili ulteriori fasi di sviluppo. Nel Regno Unito, il progetto HyNet si prevede sarà approvato entro quest'anno contemporaneamente a quello degli emettitori.

ENERGY EVOLUTION



Enilive, Plenitude e Versalis rappresentano business in transizione con prospettive di forte crescita e creazione di valore.

Enilive si è affermata come leader nel settore della bioraffinazione a livello globale, differenziandosi attraverso la tecnologia proprietaria e l'integrazione verticale grazie all'approvvigionamento da agri-hub.

Per Plenitude la fornitura di energia low and zero carbon emission a tutti i clienti ha consentito una crescita operativa e finanziaria eccezionale e traccia un trend di continuo sviluppo.

Per Versalis si prevede che i risultati ritornino profittevoli a seguito del piano di ristrutturazione e trasformazione.

Di seguito le leve per la crescita di valore nel corso del Piano e negli anni futuri:



ENILIVE

- **Bioraffinazione**: si prevede una capacità di oltre 3 milioni di tonnellate/anno al 2026 e di oltre 5 milioni di tonnellate/anno al 2030, con un tasso di crescita di circa il 20%. Recentemente Eni ha approvato il terzo progetto di conversione bio della raffineria di Livorno, mentre un quarto progetto è attualmente in fase di studio in Italia. Due ulteriori FID internazionali in Corea del Sud e Malesia sono previste per il 2024. Entro il 2026 si prevede di raggiungere un'opzionalità SAF di oltre 1 milione di tonnellate/anno – pari a due volte l'obiettivo definito in precedenza – con un potenziale raddoppio entro il 2030. L'approvvigionamento di feedstock dagli agri-hub, aspetto distintivo della strategia di Eni, raggiungerà oltre 700.000 tonnellate nel 2027 che corrisponde a oltre il 35% del feedstock processato nelle bioraffinerie italiane di Eni.
- **Risultati e investimenti**: previsto un EBITDA proforma di €1 miliardo nel 2024 e superiore a €1,6 miliardi nel 2027. Ciò riflette la crescita della capacità di bioraffinazione, le attività di rebranding delle stazioni di servizio e l'aumento del contributo dei servizi non-oil, che si prevede sarà pari a circa il 40% dei risultati totali delle attività retail entro la fine del Piano. Gli investimenti saranno in media di €0,5 miliardi all'anno nel quadriennio.



PLENITUDE

- **Capacità installata**: la capacità installata di energia rinnovabile sarà pari a 4 GW nel 2024, e più che raddoppierà a oltre 8 GW nel 2027. Raggiungerà gli oltre 15 GW entro il 2030 registrando una significativa tendenza di crescita, sostenuta da una pipeline di 2 GW di progetti in esecuzione, 4 GW a maturità elevata/media e ulteriori 15 GW a bassa maturità. I punti di ricarica per veicoli elettrici saranno circa 24 mila nel 2024 e si prevede che raddoppieranno tra il 2023 e il 2027.
- **Risultati e investimenti**: si prevede l'EBITDA pro forma di €1 miliardo nel 2024, in aumento fino a €2 miliardi nel 2027. Gli investimenti di Plenitude saranno in media circa €1,4 miliardi all'anno nel quadriennio.



VERSALIS

A seguito delle perdite registrate nel 2023, determinate dallo scenario negativo del mercato globale della chimica, particolarmente deteriorato in Europa, Eni intende realizzare un piano di ristrutturazione. Versalis, anche attraverso l'acquisizione del controllo di Novamont nel 2023 è impegnata in una trasformazione e in un riposizionamento del proprio business verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità, in linea con l'evoluzione del contesto strategico del business. Queste misure consentiranno di raggiungere il pareggio dell'EBITDA nel 2025 e un EBIT positivo entro il 2026, con un miglioramento significativo di oltre €600 milioni per il Gruppo.

ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG[1]

CLIMA

Confermati gli obiettivi di Net Zero per le emissioni Upstream Scope 1 e 2 entro il 2030, quello di Net Zero per tutte le attività di Eni Scope 1 e 2 entro il 2035. Le emissioni Scope 1, 2 e 3 sono previste in riduzione del 35% entro il 2030, 80% entro il 2040 e Net Zero entro il 2050.

SALUTE E SICUREZZA

Garantire la costante e continua attenzione alle persone, tutelandone la sicurezza (mantenimento del TRIR ≤0,40 nel quadriennio) e la salute (€279 milioni per attività Salute nel quadriennio, incluse le spese per iniziative di Salute delle Comunità).

CAPITALE UMANO

Sviluppare le competenze professionali (+20% ore di formazione al 2027 rispetto al 2023) e comportamentali di tutte le persone Eni, favorendo la valorizzazione dei talenti e promuovendo un ambiente di lavoro inclusivo ed aperto alla diversità (+4 p.p. di popolazione femminile al 2030 rispetto al 2020 e +3,8 p.p. di personale femminile in posizioni di responsabilità al 2030 rispetto al 2020); sviluppare ulteriormente soluzioni di lavoro innovative e agili potenziando l'offerta Welfare e favorendo il work-life balance; gestire gli impatti della transizione energetica sulle risorse umane e sulle comunità nell'ottica della Just Transition.

AMBIENTE

Garantire il costante impegno alla prevenzione degli impatti sull'ambiente e alla conservazione/uso efficiente delle risorse naturali.

DIRITTI UMANI, TRASPARENZA E INTEGRITÀ

Garantire la massima attenzione alla pari dignità delle persone e al rispetto dei diritti umani (100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche) e preservare la solidità della catena di approvvigionamento.

SVILUPPO LOCALE

Implementare oltre 100 Progetti di Sviluppo Locale nei Paesi di presenza con un impegno complessivo di €350 milioni in quota Eni nel quadriennio 2024-2027, attraverso iniziative di accesso all'energia; all'educazione; all'acqua; diversificazione economica, salute e tutela del territorio.

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

Risk Management Integrato

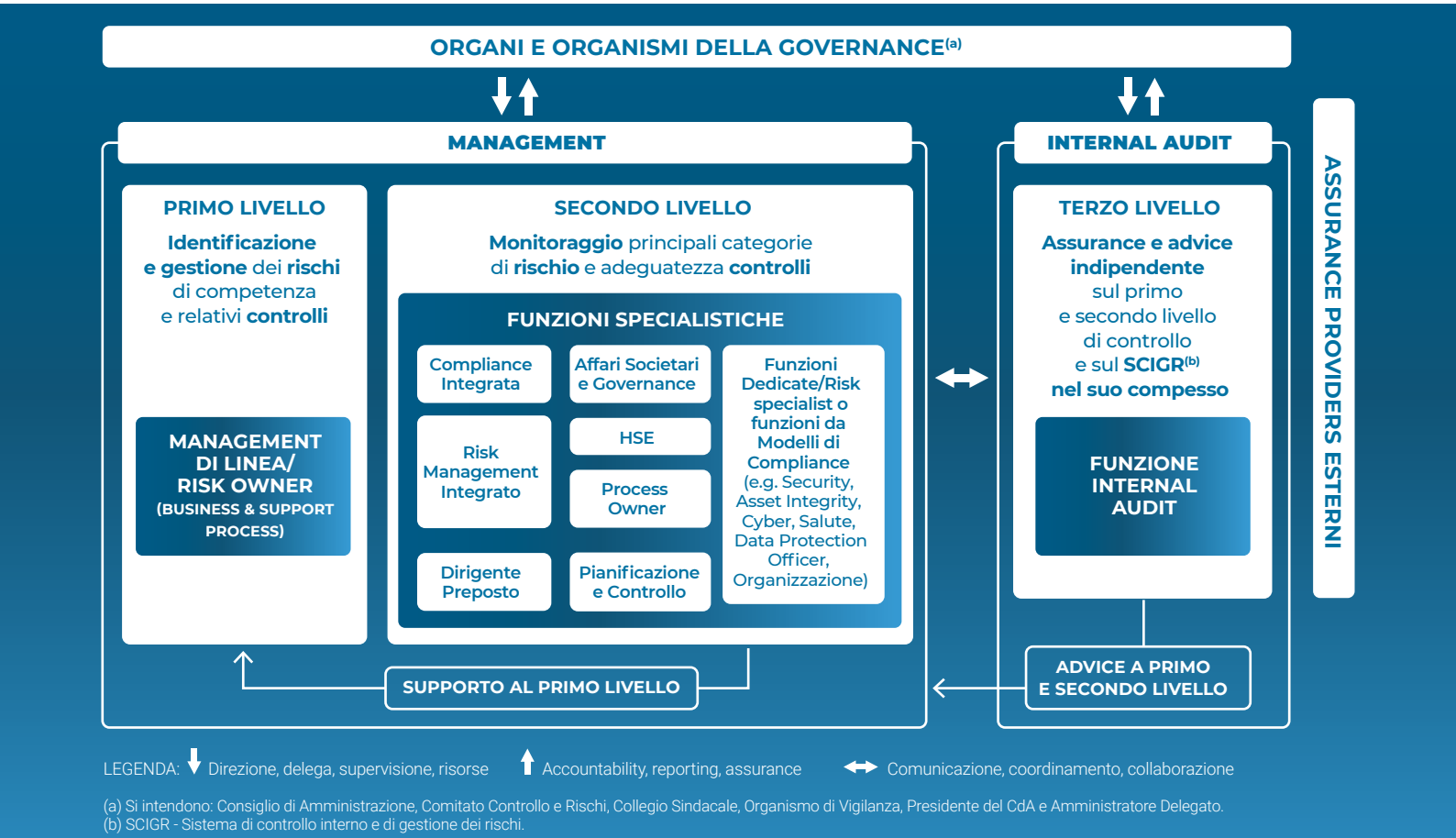
IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

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

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva su criteri che assicurano la consistenza delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico 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 Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della Società. Con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.



(a) Si intendono: Consiglio di Amministrazione, Comitato Controllo e Rischi, Collegio Sindacale, Organismo di Vigilanza, Presidente del CdA e Amministratore Delegato.
(b) SCIGR - Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.



IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

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 "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi: (i) Risk Governance, metodologie e strumenti (ii) Risk Strategy, (iii) Integrated Risk Management, (iv) Risk Knowledge, formazione e comunicazione.
Il processo RMI parte dal contributo specialistico all'elaborazione del Piano Strategico quadriennale (sottoprocesso Risk Strategy") con riferimento al quale supporta la valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione della compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici della Società, attraverso l'analisi del profilo di rischio aziendale sotteso alla proposta di Piano e l'individuazione delle principali azioni con efficacia de-risking dei top risk strategici dell'azienda. Le risultanze delle attività sono presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo in tempi coerenti con il processo di Pianificazione Strategica.

Il sottoprocesso **"Integrated Risk Management"** prevede 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; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di portafoglio in ambito (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).
I rischi sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.
La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico 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 sono analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi a rischio nonché di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test).
Nel corso del 2023 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Assessment, che ha coinvolto 136 società e 47 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment che ha riguardato l'aggiornamento dei top risk emersi dal Risk Assessment Annuale 2023, anche alla luce della proposta di Piano Strategico 2024-2027.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio 2023 e gennaio 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 delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2023.

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

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

OBIETTIVI, PRINCIPALI RISCHI E AZIONI DI TRATTAMENTO

RISCHIO STRATEGICO

SCENARIO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Focalizzazione su resilienza e flessibilità del portafoglio attraverso: generazione di cassa dei business tradizionali, crescita dei nuovi business, ottimizzazione del portafoglio e manovra investimenti;
- diversificazione portafoglio supply gas/LNG attraverso lo sviluppo di iniziative integrate UPS/GGP per la valorizzazione del gas equity e azioni di ottimizzazione del portafoglio;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato;
- ottimizzazione assetti industriali business tradizionali;
- sviluppo capacità di raffinazione bio, mediante conversione circuito produttivo raffinazione tradizionale e selettive partnership in progetti in aree geografiche differenziate;
- flessibilizzazione feedstock anche tramite l'integrazione con agribusiness e diversificazione prodotti con sviluppo del segmento Sustainable Aviation Fuel (SAF);
- specializzazione del portafoglio della chimica verso prodotti e mercati a maggior valore aggiunto; sviluppo chimica da rinnovabili/bio e riciclo;
- massimizzazione del valore da mercato dei servizi power e iniziative per favorire la decarbonizzazione della generazione power;
- massimizzazione sinergie tra capacità di generazione elettrica da rinnovabili in sviluppo e portafoglio clienti power (energy management integrato ed hedging con portafoglio clienti) e ulteriore securitizzazione dei ricavi attraverso la partecipazione alle aste e la stipula di Purchase Power Agreement.

CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

Obiettivi aziendali: REDDITIVITÀ AZIENDALE CORPORATE REPUTATION RAPPORTI CON STAKEHOLDER, SVILUPPO LOCALE

CLIMATE CHANGE





PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e comitati specifici a supporto;
- Piano Strategico con definizione di azioni operative per ciascun business a sostegno della trasformazione industriale e per il raggiungimento degli obiettivi di breve, medio e lungo termine;
- politica di remunerazione con piani di incentivazione a breve e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con il Piano Strategico;
- resilienza tramite flessibilità della strategia, diversificazione del portfolio con lo sviluppo di linee di business/prodotti low carbon e verifica del portafoglio attraverso stress test di scenari;
- sviluppo tecnologico con piano triennale, o anticipato in caso di rilevanti discontinuità tecnologiche, e partecipazione attiva negli ecosistemi di innovazione nazionali e internazionali;
- trasparenza nella disclosure climatica, dialogo proattivo con gli stakeholder e adesione alle iniziative internazionali e monitoraggio dei trend legislativi e giurisprudenziali (v. anche rischio indagini e contenziosi HSE);
- processo di risk management per l'individuazione e l'analisi degli asset esposti a variazioni potenziali prospettiche di eventi naturali che possano impattare operabilità e sicurezza degli asset di Eni.

RISCHIO ESTERNO

RISCHIO CREDITO COMMERCIALE



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

BIOLOGICO




PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- 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.

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;
- valorizzazione della presenza Eni, anche per il tramite di iniziative di sostenibilità, con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi.

Obiettivi aziendali: REDDITIVITÀ AZIENDALE | CORPORATE REPUTATION | RAPPORTI CON STAKEHOLDER, SVILUPPO LOCALE

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, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.
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.

NORMATIVA SETTORE ENERGY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Normativa Settore Energy, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; advocacy nell'ambito dei processi istituzionali di definizione di nuove direttive o regolamenti finalizzati alla decarbonizzazione e alla sicurezza energetica;
- 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.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rapporti con gli stakeholder locali del settore energy.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e dei piani di incentivazione del management;
- continuo dialogo con gli stakeholders 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.

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;
- visite/sopralluoghi dei rappresentanti delle istituzioni nei siti interessati;
- piattaforma centrale Eni funzionale alla gestione del processo di Permitting e Compliance Ambientale dei siti operativi.

Obiettivi aziendali: REDDITIVITÀ AZIENDALE · CORPORATE REPUTATION · RAPPORTI CON STAKEHOLDER, SVILUPPO LOCALE

RISCHIO OPERATIVO

INCIDENTI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

CYBER SECURITY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

INDAGINI E CONTENZIOSI HSE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Attività di difesa legale in sedi giurisdizionali e non;
- presenza di strutture organizzative dedicate all'assistenza legale e al presidio dei rapporti istituzionali nazionali e internazionali su tematiche HSE e climate change;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- iniziative di comunicazione mirate.

Governance



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

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

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

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

Il Codice di Corporate Governance individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. Ciò trova, in particolare, attuazione nei poteri che il Consiglio di Amministrazione ha deciso di riservarsi, da ultimo aggiornati l'11 maggio 2023, con l'obiettivo di consolidarli ulteriormente in linea con il Codice di Corporate Governance, con le migliori prassi nazionali e internazionali e con il processo di trasformazione della Società e del Gruppo conseguente al percorso di transizione intrapreso.

Per realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere al meglio le loro esigenze e orientare la gestione della Società verso uno sviluppo sostenibile.

Con particolare riferimento al confronto con gli azionisti, il Consiglio di Amministrazione di Eni, su proposta del Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato, ha adottato una politica per il dialogo in linea con le best practice in materia.

(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.

LA CORPORATE GOVERNANCE DI ENI

MODELLO DI GOVERNANCE ENI

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

NOMINA E COMPOSIZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti. Per consentire la presenza di Consiglieri e Sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nel maggio 2023 fino all'Assemblea di approvazione del bilancio 2025, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze (ossia agli azionisti diversi da quello di controllo) un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, che ha nominato il Consiglio di Amministrazione in carica, ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato prima dell'Assemblea dal Consiglio di Amministrazione uscente sulla composizione quali-quantitativa ritenuta ottimale.

Nella formulazione di tali orientamenti, che hanno tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, il Consiglio uscente è stato coadiuvato dal Comitato per le Nomine e supportato dallo stesso consulente esterno e indipendente che lo aveva assistito nell'autovalutazione, anche al fine di tener conto del punto di vista di stakeholder esterni, filtrato dall'esperienza del consulente stesso, delle best practice di riferimento e delle indicazioni dei principali proxy advisors e delle organizzazioni di riferimento (in particolare il Comitato per la Corporate Governance). 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'autovalutazione annuale condotta dal Consiglio, 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.

Anche il Collegio Sindacale ha espresso nel 2023 agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere.

La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato.

Inoltre, sulla base delle ultime valutazioni effettuate il 15 febbraio 2024, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7^{2} dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura il Presidente) si conferma superiore alle previsioni statutarie e del Codice di Corporate Governance.

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

COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

DIVERSITÀ DI GENERE



5 uomini 56%

4 donne 44%

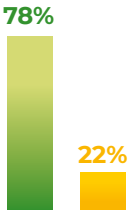
LISTA DI PROVENIENZA



Maggioranza **6** 67%

Minoranza **3** 33%

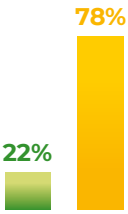
INDIPENDENZA[a]



Indipendenti **7**

Non indipendenti **2**

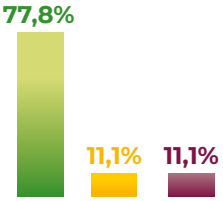
FASCE DI ETÀ[b]



30-50 anni **1**

> 50 anni **8**

TENURE



0-3 esercizi **7**

4-6 esercizi **1**

>9 esercizi **1**

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(b) Dati al 31 dicembre 2023.

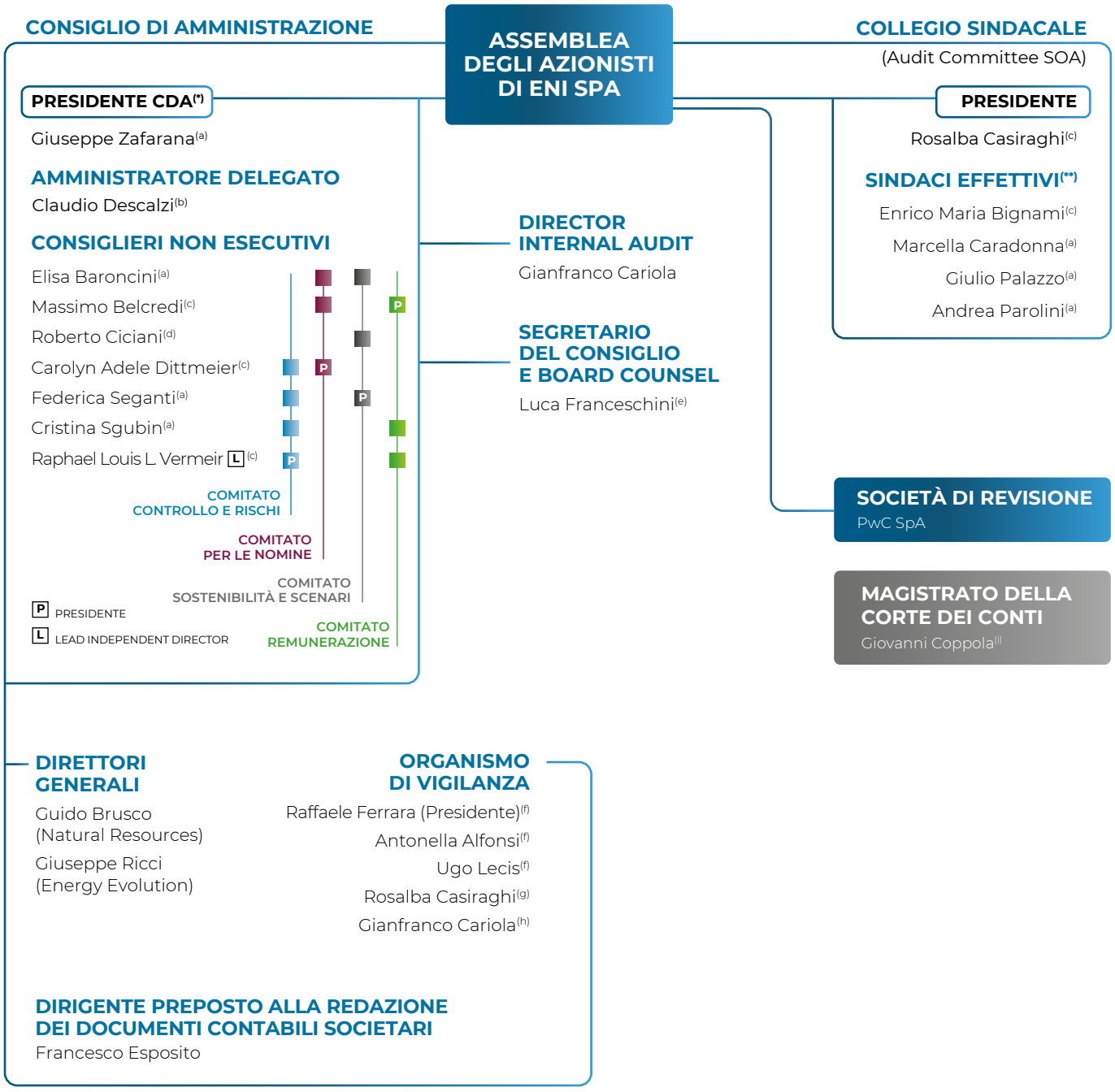
LA STRUTTURA DEL CONSIGLIO

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato l'11 maggio 2023 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni istruttorie, consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi[3], il Comitato Remunerazione[4], 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 di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, nomina, revoca, remunerazione e risorse – fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); il Presidente 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, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti del Presidente, dei singoli Consiglieri e del Consiglio[5]. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dal Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e il Presidente vigila sulla sua indipendenza.

(3) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, l'11 maggio 2023 il Consiglio di Amministrazione di Eni 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 Corporate Governance e del proprio Regolamento.
(4) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, l'11 maggio 2023 il Consiglio di Amministrazione di Eni 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 Corporate Governance e del proprio Regolamento.
(5) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel, allegato al Regolamento del Consiglio di Amministrazione, è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società:

STRUTTURA DI CORPORATE GOVERNANCE DELLA SOCIETÀ

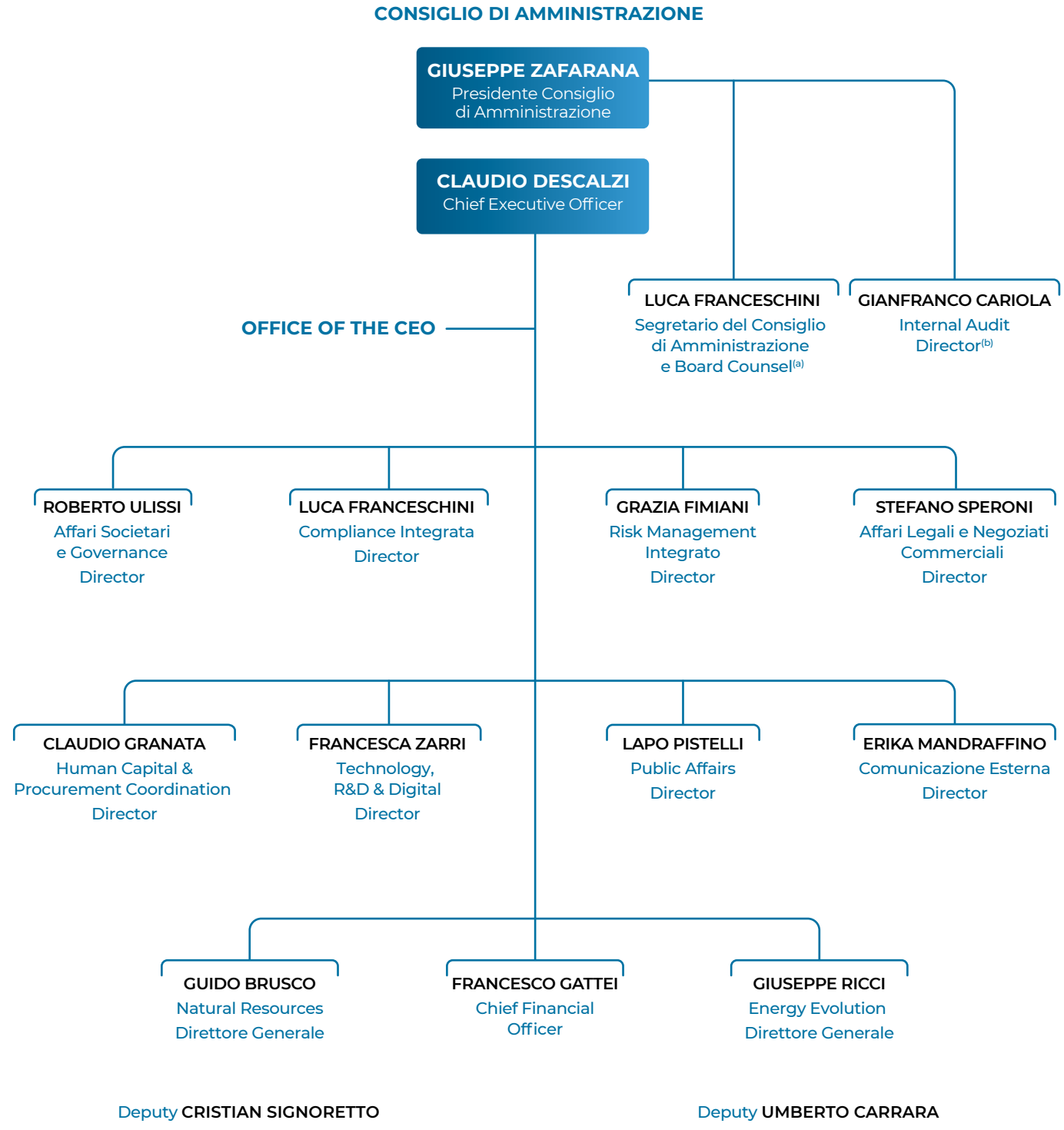


(a) Eletto/a dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(b) Eletto dalla lista di maggioranza.
(c) Eletto/a dalla lista di minoranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(d) Eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
(e) Anche Director Compliance Integrata.
(f) Componente esterno.
(g) Presidente del Collegio Sindacale.
(h) Director Internal Audit.
(i) Dal 1° gennaio 2024. Fino al 31 dicembre 2023, il ruolo di Magistrato della Corte dei conti è stato ricoperto da Manuela Arrigucci.

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

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA:

MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA



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

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità[6], controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

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

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

Flussi informativi

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

Autovalutazione e formazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")[7], 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 2023, il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interviste che hanno riguardato in particolare: (i) la dimensione, il funzionamento e la composizione del Consiglio e dei Comitati, tenendo anche conto di elementi quali le caratteristiche di professionalità, competenze, di conoscenze ed esperienze, anche manageriali, rappresentate in Consiglio, e di diversità, anche di genere, dei suoi componenti, nonché della loro anzianità di carica, e una serie di ulteriori argomenti chiave, quali: (ii) il ruolo del Consiglio nell'individuazione ed esame dei temi strategici e di monitoraggio del Piano; (ii) l'efficace integrazione dei profili di rischio nei processi decisionali e di governance, per quanto riguarda in particolare il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi; (iii) le 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. L'attività di autovalutazione svolta per il 2023 si è conclusa nella riunione del 15 febbraio 2024, con la presentazione, da

(6) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.lgs. n. 254/2016.
(7) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023.

parte del consulente, degli esiti del processo, che hanno in particolar modo evidenziato le seguenti aree di forza del Consiglio:

- composizione quali-quantitativa dell'organo appropriata e in linea con le indicazioni dell'orientamento agli azionisti del 2023, rispetto al mix di conoscenze, esperienze e competenze rappresentate dagli Amministratori;
- preparazione, motivazione e senso di appartenenza dei Consiglieri;
- dinamiche di Consiglio, partecipazione e coinvolgimento dei Consiglieri al dibattito;
- operatività del Consiglio di Amministrazione e fluidità dei processi;
- flussi informativi ottimali, in termini di contenuti, tempistica adeguata ed esaustività della documentazione;
- chiarezza ed efficacia delle presentazioni rese al Consiglio dal management;
- centralità della strategia nell'agenda del Consiglio e crescente coinvolgimento del Consiglio nella definizione dei piani strategici;
- ruolo del Presidente del Consiglio di Amministrazione in termini di leadership e equilibrio nonché di efficacia nel garantire funzionale programmazione e svolgimento dei lavori consiliari;
- ruolo dell'Amministratore Delegato, unanimemente apprezzato per lo stile di leadership, l'autorevolezza e le profonde competenze di business;
- rapporto di complementarità e piena sintonia tra l'Amministratore Delegato e il Presidente del Consiglio di Amministrazione;
- funzionamento e organizzazione dei Comitati endoconsiliari;
- supporto della Segreteria del Consiglio riconosciuto come distintivo per il contributo all'organizzazione dei lavori del CdA e per l'alta qualità della verbalizzazione delle riunioni;
- qualità del programma di induction, particolarmente importante per accelerare l'inserimento e l'efficacia nel ruolo dei numerosi Consiglieri di nuova nomina.

Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2023 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, Eni ha predisposto un piano di formazione che ha avuto inizio in data 11 maggio 2023, con numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, anche nell'ambito delle riunioni dei Comitati consiliari, su tematiche di interesse generale.

Il nuovo programma ha avuto inizio, con una presentazione introduttiva e generale sulla mission e il modello di business della Società, la macrostruttura organizzativa, con un focus sulle attività delle due Direzioni Generali e sul Piano strategico e di medio-lungo termine. Sono state svolte specifiche sessioni sul modello e le regole di Corporate Governance di Eni, sulla compliance riguardante gli emittenti, sulle regole di condotta degli amministratori, sul sistema normativo Eni, nonché sull'articolazione e gli strumenti del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, sul modello di compliance integrata nonché sull'assetto e le principali attività dell'internal audit.
All'atto dell'insediamento dei nuovi membri dei Comitati consiliari, sono state avviate sessioni di induction focalizzate sulle tematiche di specifica competenza degli stessi oltre ad una serie di incontri aperti alla partecipazione di tutti gli Amministratori e Sindaci, su tematiche di interesse generale. In particolare, anche in un'ottica funzionale al coinvolgimento del Consiglio sulle tematiche di creazione di valore a medio-lungo termine, sono stati approfonditi: (i) gli elementi chiave del Piano di transizione Eni, che mira alla trasformazione del portafoglio energetico, progressivamente sempre più basato su energie alternative in linea con gli scenari internazionali di decarbonizzazione, e (ii) le strategie perseguite in tema di mobilità sostenibile, con illustrazione dell'approccio Eni alla decarbonizzazione del settore dei trasporti. È stato inoltre illustrato il modello Eni in tema di sostenibilità, caratterizzato dall'integrazione delle tematiche sociali e ambientali nella propria mission e nei processi di business secondo un approccio sistemico, con uno specifico focus sulla centralità del ruolo svolto dal Consiglio in tale ambito. Sono state infine rappresentate le modalità di reporting adottate, su base obbligatoria e volontaria, con illustrazione delle recenti evoluzioni della normativa di riferimento. Con riferimento, in particolare, alle attività di induction e onboarding, anche in considerazione della valutazione positiva emergente dagli esiti dell'autovalutazione, il Consiglio raccomanda di continuare, anche nel prosieguo del mandato, l'investimento formativo, per favorire una comprensione sempre più approfondita da parte di tutti della complessità del settore energetico, in particolare rispetto ai temi di transizione energetica e agli aspetti più tecnici del business.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni supporta l'integrazione della sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile", all'interno del proprio modello di business.

Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle linee strategiche e degli obiettivi della Società e del Gruppo, perseguendone il successo sostenibile e monitorandone l'attuazione. In particolare, un tema centrale su cui il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo chiave è il processo di transizione energetica verso un futuro low carbon[8] .

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

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo al 2023, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2024 ha fornito giudizi estremamente positivi in merito al mix di conoscenze, esperienze e competenze rappresentate dagli Amministratori e alla loro preparazione, motivazione e senso di appartenenza.

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

Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani. Al riguardo, nel mese di settembre 2023, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la nuova Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", nella quale è stato rinnovato l'impegno sul tema e sono state poste le basi per aggiornare e rafforzare il modello di gestione della Società finalizzato a garantire lo svolgimento del processo di due diligence secondo gli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP) e le OECD Guidelines for Multinational Enterprises, anche in considerazione delle future evoluzioni normative sul tema.

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

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

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

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

In particolare:

- 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. Inoltre, in tale ambito, esamina il contenuto dell'informazione periodica a carattere non finanziario 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 Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario; (ii) i principali risultati conseguiti da Eni in ambito sicurezza, salute e ambiente, e le iniziative sviluppate per il continuo miglioramento delle relative performance, anche tramite il ricorso a nuove tecnologie; (iii) le tematiche di security e cyber security; (iv) le attività a presidio dell'Asset Integrity; (v) il rischio climate change e specifici aspetti a esso correlati;
- il Comitato Sostenibilità e Scenari svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione 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.

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2023

- STRATEGIA FINANZIARIA DI SOSTENIBILITÀ E REPORTISTICA DI SOSTENIBILITÀ 2023
- RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ 2022: "ENI FOR"
- PIANO QUADRIENNALE E DI LUNGO TERMINE (CHE INCLUDE OBIETTIVI SUI TEMI NON FINANZIARI)
- POLICY "RISPETTO DEI DIRITTI UMANI IN ENI"
- AGGIORNAMENTO DICHIARAZIONE AI SENSI DELLO UK "MODERN SLAVERY ACT" E DELL'AUSTRALIAN "MODERN SLAVERY ACT"
- RELAZIONE FINANZIARIA 2022, INCLUSA LA DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO (DNF)
- RELAZIONE SULLA REMUNERAZIONE, CHE INCLUDE OBIETTIVI DI SOSTENIBILITÀ NELLA DEFINIZIONE DEI PIANI DI PERFORMANCE
- RISULTATI HSE 2022

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.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza e al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG[9].

In particolare, si segnala che nel 2023 Eni è stata confermata nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, l'indice quotato delle blue-chip per l'Italia dedicato alle best practice ESG.

Con riferimento alla parità di genere, anche nel 2023 Eni è stata inclusa nel Bloomberg Gender Equality Index 2023 e nella Top 100 del Gender Equality Ranking 2023 di Equileap. Inoltre, Eni si è collocata nel range di punteggio più alto (a pari merito con una sola altra azienda, su un campione di oltre 1000 imprese globali) del Gender Assessment 2023 pubblicato dalla World Benchmarking Alliance (WBA).

Inoltre, Eni ha ottenuto risultati di eccellenza in indici specializzati nell'analisi e valutazione della qualità della Corporate Governance[10], confermando il proprio impegno per una governance in grado di orientare tutte le funzioni strategiche, in modo integrato, verso la creazione di valore sostenibile.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di scenari e sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive, consultive e istruttorie in materia. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società[11].

(9) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023 e alla pagina Investitori del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.
(10) Si rimanda al paragrafo "Le iniziative di Corporate Governance di Eni" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023 e alla sezione Governance del sito per gli aggiornamenti sui riconoscimenti alla governance di Eni.
(11) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2023 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023.

La Politica di Remunerazione

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

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

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management contribuisce inoltre alla strategia aziendale, attraverso la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, tenendo conto delle prospettive di interesse degli azionisti e degli altri stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. In particolare, per quanto riguarda la sostenibilità sociale e ambientale, la Politica definita per il 2024 prevede pertanto il mantenimento:

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

La Politica sulla Remunerazione per il 2024, mantiene invariati i livelli retributivi definiti nella precedente Politica e prevede quale principale novità l'introduzione di un Piano di Azionariato Diffuso (PAD) per tutti i dipendenti Eni, rispondente alle seguenti finalità: (i) rafforzamento nelle persone Eni del senso di appartenenza e partecipazione agli obiettivi e alla crescita del valore aziendale, promuovendone l'allineamento agli interessi degli shareholders e una cultura dell'investimento finanziario anche utilizzando meccanismi di co-investimento; (ii) sostegno al reddito, in relazione all'erosione del potere di acquisto degli stipendi dovuta all'inflazione. Per l'Amministratore Delegato, i Direttori Generali, per i Dirigenti con Responsabilità Strategiche e per i Dirigenti partecipanti al Piano ILT azionario l'assegnazione avrà un valore puramente simbolico.

La Politica sulla Remunerazione descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società, è predisposta tenendo conto degli orientamenti degli azionisti e investitori istituzionali, attraverso l'implementazione di piani di engagement annuali, ed è sottoposta al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa[12]. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi[13]

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

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR) trova fondamento anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

Inoltre, la Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al Codice di Corporate Governan-

(12) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.lgs. n. 58/98.
(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023.

ce, il Consiglio di Amministrazione di Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di SCIGR, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario[14].

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

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

Eni si è inoltre dotata di un modello di 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.

Eni ha ottenuto da RINA Services SpA, società leader nella certificazione in Italia, la certificazione ISO 37301:2021 del proprio Sistema di Gestione della Compliance, a conferma della solidità del modello di compliance integrata adottato dalla società, che consente di gestire i rischi di compliance in maniera efficace e strutturata, garantendo la conformità dei propri processi alle normative vigenti e la centralità del successo sostenibile come elemento cardine della strategia.

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

Per assicurare la salvaguardia del patrimonio aziendale, la tutela degli interessi degli azionisti e del mercato, così come la trasparenza e l'integrità dei comportamenti, Eni si è dotata – attuando le previsioni regolamentari di Consob – di una normativa in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate, che il Consiglio di Amministrazione di Eni ha da ultimo aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2023. Le modifiche sono state apportate principalmente per l'adeguamento al nuovo Sistema Normativo Eni e per l'ulteriore affinamento sulla base dell'esperienza applicativa e in ottica risk-based.

Il tema della prevenzione, individuazione e gestione del conflitto di interessi viene disciplinato nel Codice Etico della Società, nello strumento normativo in materia di individuazione e gestione dei conflitti di interesse e nello 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 di funzionamento e organizzazione del Consiglio di Amministrazione, 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.

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2023.

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

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

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 istituzione, monitoraggio e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità, delle attività di redazione della Dichiarazione Non Finanziaria 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'identificazione dei cd. "critical concerns", intesi come eventuali reclami aventi potenziali impatti sugli stakeholders della Società.

Tra gli strumenti in ambito SCIGR si segnala che Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (pubblicata sul sito internet della Società) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. 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, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne.

NATURAL RESOURCES

ANDAMENTO OPERATIVO

Exploration & Production

Global Gas & LNG Portfolio

CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock





Exploration & Production

~900 mln boe
risorse scoperte
scoperta di Geng North-1
una delle maggiori del 2023
nel settore

finalizzata
acquisizione
Neptune
portafoglio sinergico con
+100 mila boe/giorno in quota
Eni e contenute emissioni

€13,3 mld
adjusted EBIT proforma

start-up di Baleine
e Congo LNG
sviluppo fast track dei progetti
nel rispetto dei tempi e dei budget

Net Carbon
footprint upstream
-10% vs. 2022



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,30**	0,35	0,25
di cui: dipendenti		***0,24***	*0,12*	*0,09*
contrattisti		***0,32***	*0,42*	*0,30*
Profit per boe[b][c]	($/boe)	**14,5**	9,8	4,8
Opex per boe[d]		**8,6**	8,4	7,5
Cash flow per boe		**19,4**	29,6	20,6
Finding & Development cost per boe[c][d]		**26,3**	24,3	20,4
Prezzi medi di realizzo degli idocarburi		**59,35**	73,98	51,49
Produzione di idrocarburi[d]	(migliaia di boe/giorno)	**1.655**	1.610	1.682
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	**6.414**	6.614	6.628
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	**10,6**	11,3	10,8
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	**69**	47	55
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**8.785**	8.689	9.409
di cui: all'estero		***5.592***	*5.497*	*6.045*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**22,92**	21,50	22,30
Intensità emissiva di metano[a] (m^3CH_4/m^3 gas venduto)	(%)	**0,06**	0,08	0,09
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine[a]	(miliardi di Sm^3)	**1,0**	1,1	1,2
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)[e]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**8,9**	9,9	11,0
Oil spill operativi (>1 barile)[a]	(barili)	**143**	845	436
Acqua di formazione reiniettata[a]	(%)	**60**	59	58

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati.
(b) Relativo alle società consolidate.
(c) Media triennale.
(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(e) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro evidenza un miglioramento rispetto al 2022, nonostante la ripresa delle attività ad alto rischio nelle aree di perforazione e produzione, in relazione al minor numero di eventi occorsi al personale contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) in aumento del 6,5% rispetto al 2022, principalmente per aumento della produzione e variazioni nel perimetro.
- Intensità emissiva di metano in significativa riduzione rispetto al 2022, principalmente grazie alle campagne di monitoraggio effettuate, in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0, nonché all'impatto delle operazioni di portafoglio.
- Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in miglioramento rispetto al 2022 (-10%).
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati in riduzione rispetto al 2022, principalmente grazie ai progetti di riduzione realizzati in Egitto, Nigeria e Ghana.
- Oil spill operativi in miglioramento rispetto al 2022, sia in termini di volumi (-83%) che di eventi (-7%).

- Acqua di produzione reiniettata (60%) in miglioramento rispetto al 2022 principalmente per la ripresa delle attività presso i siti libici di El Feel e Abu Attifel.
- Produzione d'idrocarburi pari a 1,66 mln boe/giorno, +3% rispetto al 2022, il massimo obiettivo di produzione rispetto all'intervallo target annunciato. La performance è stata sostenuta dal ramp-up produttivo in Messico e Mozambico, dallo start-up in Costa d'Avorio e dalla crescita produttiva in Algeria, Kazakhstan e Indonesia.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2023 ammontano a 6,4 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 83 $/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 67%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 73%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (11,3 anni nel 2022).

PORTAFOGLIO

- Nel gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione di Neptune che contribuirà ai risultati del 2024. L'operazione comprende l'intero portafoglio di Neptune ad eccezione delle attività in Norvegia (acquisite da Vår Energi partecipata da Eni al 63%) e in Germania (scorporate dall'operazione). Eni ha acquisito un portafoglio di attività che presenta una forte complementarità a livello operativo e strategico con il proprio, rafforzando la presenza in aree geografiche chiave, come Regno Unito, Algeria, Indonesia e Australia. Vår consoliderà la sua posizione in Norvegia. L'operazione contribuirà alla produzione di Eni per oltre 100 mila boe/giorno, includendo la quota Eni in Vår, con volumi a costo competitivo e a contenute emissioni che sosterranno la strategia del Gruppo con l'obiettivo di incrementare la quota di produzione di gas naturale e di accelerare la transizione, migliorando al contempo la sicurezza delle forniture energetiche all'Europa.
- Nel marzo 2024 è stata finalizzata con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi in Congo.
- Nel settembre 2023 sono stati concordati con Oando PLC, la principale società petrolifera privata nigeriana, i termini per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd) interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore e nella generazione di energia elettrica. L'accordo prevede lo scorporo della partecipazione di Eni nella JV SPDC.

ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa continua a realizzare eccellenti performance nel 2023, con la scoperta di circa 900 milioni di boe di nuove risorse a costi competitivi. In particolare:
  - la scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza offshore North Ganal, in Indonesia, è stata una delle maggiori dell'anno nel settore petrolifero. Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati. Questa scoperta, unitamente all'integrazione delle quote acquisite di Neptune nonché di Chevron nei blocchi Rapak e Ganal, già partecipati da Eni, consentono il controllo di risorse rilevanti che saranno sviluppate in sinergia con gli attuali campi operati da Eni e con il terminale di esportazione di GNL di Bontang, con l'obiettivo di contribuire a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas. L'Indonesia è prevista diventare uno dei principali driver di crescita del gas naturale nell'E&P;
  - in Egitto, con la rilevante scoperta di Nargis 1X nell'area East Med (Eni 45%) con risorse in posto stimate a circa 2,8 TCF di gas. Ulteriori scoperte sono state effettuate nelle concessioni Sinai, Nile Delta e del Deserto Occidentale. Le scoperte effettuate confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese;
  - la scoperta Yatzil nel prospetto esplorativo del Blocco 7 (Eni operatore con il 45%), nell'offshore del Messico, nel Bacino Sureste. Yatzil è il secondo pozzo perforato nel Blocco 7 e l'ottavo successo per Eni nell'area;
  - in Congo con due scoperte nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%);
  - altre scoperte sono state effettuate in Algeria, Tunisia, Emirati Arabi Uniti nonché Angola e Norvegia.
- Nel febbraio 2024 è stato completato con successo il pozzo di appraisal Cronos-2, perforato per testare la scoperta Cronos del 2022, effettuata nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore) nell'offshore di Cipro. Insieme ad un'ampia acquisizione di dati, Cronos-2 è stato sottoposto ad un prolungato test di produzione che ha permesso di dimostrare l'eccellente capacità produttiva della scoperta a gas. La perforazione di Cronos-2, conferma l'impegno di Eni e del suo partner TotalEnergies ad accelerare la scelta della soluzione di sviluppo più adatta ed economica.
- Il portafoglio è stato rinnovato con circa 21.400 chilometri quadrati di nuovi permessi in particolare in Egitto, Timor Leste, Indonesia, Algeria, Norvegia, Angola, Regno Unito e Costa d'Avorio.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2023 sono pari a €687 milioni (€605 milioni nel 2022) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso e dei diritti esplorativi unproved per €482 milioni (€385 milioni nel 2022) associati ai progetti con esito negativo. In particolare, nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €420 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 Egitto, Messico, Mozambico, Marocco, Emirati Arabi e Libano. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €85 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti. A fine esercizio risultano 105 pozzi in progress (48,1 in quota Eni).

SVILUPPO

- Tra i principali sviluppi produttivi dell'anno annoveriamo:
  - il giacimento a olio di Baleine, nell'offshore della Costa d'Avorio. Lo start-up produttivo è stato conseguito grazie al distintivo modello Eni di sviluppo per fasi e con approccio fast track, a meno di due anni dalla scoperta e a meno di un anno e mezzo dalla decisione finale di investimento. Il progetto sarà il primo a zero emissioni nette (Scope 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;
  - il commissioning della nave Tango FLNG nel blocco Marine XII nell'offshore del Congo, che consegnerà il primo carico di GNL nel primo trimestre 2024 nei tempi previsti. Il progetto Congo LNG valorizzerà le risorse di gas del permesso Marine XII, anche facendo leva sugli asset esistenti, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi, 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 4,5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.
- Completata l'acquisizione del business di bp in Algeria, che include due concessioni produttive a gas "In Amenas" e "In Salah", operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor.
- Acquisiti gli asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore dell'Indonesia. L'operazione consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso nell'area e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030.
- Firmato un accordo con la società di Stato National Oil Corporation (NOC) per avviare in Libia lo sviluppo delle "Strutture A&E", con l'obiettivo di incrementare la produzione di gas da destinare al mercato domestico e per l'esportazione di volumi in Europa. Il progetto prevede anche la costruzione di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS), in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni.
- Firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con ADNOC, società di Stato nell'Emirato di Abu Dhabi, per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione. L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO_2 (CCS), riduzione delle emissioni di gas serra e metano, efficienza energetica, riduzione del flaring di routine e l'impegno nel Global Methane Pledge, per sostenere la sicurezza energetica globale e traguardare una transizione energetica equa.
- Nell'ambito della Cop28, è stata annunciata l'adesione all'Oil & Gas Decarbonisation Charter, piattaforma lanciata dalla Presidenza della Cop28 volta ad accelerare il contributo dell'industria oil & gas al processo di decarbonizzazione, anche attraverso il coinvolgimento di numerose compagnie di Stato. Sono tre i principali obiettivi dell'iniziativa, rispetto a cui la strategia di decarbonizzazione Eni risulta già essere in linea: (i) raggiungere le zero emissioni nette Scope 1 e 2 entro o prima del 2050; (ii) puntare a raggiungere l'obiettivo delle zero emissioni di metano in ambito upstream entro il 2030; (iii) azzerare il gas flaring delle proprie attività ordinarie entro il 2030.
- Eni ha annunciato il suo sostegno finanziario al Global Flaring and Methane Reduction trust fund (GFMR), un programma promosso dalla Banca Mondiale per aiutare i governi e gli operatori dei Paesi in via di sviluppo ad azzerare il flaring di routine e a ridurre le emissioni di metano del settore O&G fino a portarle quasi a zero entro il 2030.
- Ricevuto il Gold Standard 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 aver migliorato notevolmente il proprio piano di implementazione per il reporting delle emissioni di metano, in linea con le raccomandazioni del programma OGMP 2.0. Questo riconoscimento conferma l'efficacia della strategia di decarbonizzazione, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di metano.
- Firmato un Memorandum d'intesa con la Libia con il fine di valutare opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo dell'energia sostenibile nel Paese. Secondo i termini del memorandum, Eni lavorerà alla riduzione delle emissioni di CO_2 attraverso la riduzione del gas flaring di routine, delle emissioni fuggitive e del venting, oltre a possibili progetti per la riduzione delle emissioni dei settori "hard-to-abate".
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €6,3 miliardi, realizzati in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Egitto, Italia, Emirati Arabi Uniti, Libia e Algeria.
- Nel 2023 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €38 milioni (€41 milioni nel 2022).

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. 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 tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione[2] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produ-

(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, Societé Generale de Surveillance e Sproule.

zione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in Joint Venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni[3]. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2023[4] da Ryder Scott Company, Sproule e DeGolyer e MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2023 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 34% delle riserve Eni al 31 dicembre 2023[5]. Nel triennio 2021-2023 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe.

Evoluzione

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

(mln di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2022	**4.933**	**1.681**	**6.614**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	381	6	**387**
Effetto prezzo	27	3	**30**
Promozioni nette	408	9	**417**
Portfolio	(14)	1	**(13)**
Produzione	(485)	(119)	**(604)**
Riserve certe al 31 dicembre 2023	**4.842**	**1.572**	**6.414**
Tasso di rimpiazzo all sources (%)			**67**

Le riserve certe al 31 dicembre 2023 sono pari a 6.414 milioni di boe, di cui 4.842 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 417 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 312 milioni di boe (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 21 milioni di boe) comprendenti aumenti nei campi di Bouri e nell'Area D in Libia, Val d'Agri in Italia e M'boundi Gas in Congo, compensati dalla riduzione di Zohr in Egitto per la riconfigurazione del progetto fase 2 e Blacktip in Australia. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo positivo di 30 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 101 $/barile nel 2022 a 83 $/barile nel 2023 con conseguente taglio delle riserve non economiche allo scenario 2023 i cui effetti sono stati più che compensati da entitlements complessivamente maggiori nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 105 milioni di boe a seguito principalmente della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha negli Emirati Arabi Uniti, nonché di Merakes East in Indonesia.

Le operazioni di portafoglio, pari a -13 milioni di boe, si riferiscono principalmente alla cessione degli asset Alliance negli Stati Uniti e a una riduzione di quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti compensati dall'acquisizione degli asset bp in Algeria, e all'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a in Angola da parte di Azule Energy.

I tassi di rimpiazzo organico[6] ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente pari al 69% e 67%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,6 anni (11,3 anni nel 2022).

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

(3) Nel 2023 e 2022 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 2023.
(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.
(6) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2023			2022			2021		
Italia	**211**	**24.310**	**374**	**188**	**24.605**	**352**	**197**	**25.994**	**369**
Sviluppate	*136*	*18.504*	*261*	*139*	*19.681*	*271*	*146*	*20.635*	*283*
Non sviluppate	*75*	*5.806*	*113*	*49*	*4.924*	*81*	*51*	*5.359*	*86*
Resto d'Europa	**27**	**4.907**	**60**	**36**	**6.329**	**78**	**34**	**7.005**	**81**
Sviluppate	*24*	*4.725*	*56*	*32*	*6.047*	*73*	*34*	*6.849*	*80*
Non sviluppate	*3*	*182*	*4*	*4*	*282*	*5*		*156*	*1*
Africa Settentrionale	**384**	**85.944**	**964**	**364**	**65.801**	**806**	**393**	**64.357**	**820**
Sviluppate	*204*	*26.031*	*380*	*201*	*18.963*	*329*	*225*	*22.119*	*373*
Non sviluppate	*180*	*59.913*	*584*	*163*	*46.838*	*477*	*168*	*42.238*	*447*
Egitto	**139**	**82.116**	**694**	**167**	**109.895**	**904**	**210**	**117.547**	**992**
Sviluppate	*122*	*64.045*	*555*	*135*	*77.358*	*655*	*164*	*103.519*	*852*
Non sviluppate	*17*	*18.071*	*139*	*32*	*32.537*	*249*	*46*	*14.028*	*140*
Africa Sub-Sahariana	**334**	**70.208**	**809**	**367**	**66.294**	**813**	**589**	**83.628**	**1.145**
Sviluppate	*225*	*38.241*	*482*	*212*	*36.992*	*460*	*435*	*49.801*	*766*
Non sviluppate	*109*	*31.967*	*327*	*155*	*29.302*	*353*	*154*	*33.827*	*379*
Kazakhstan	**637**	**43.766**	**933**	**644**	**44.180**	**941**	**710**	**48.296**	**1.032**
Sviluppate	*576*	*43.766*	*872*	*585*	*44.180*	*881*	*641*	*48.287*	*963*
Non sviluppate	*61*		*61*	*59*		*60*	*69*	*9*	*69*
Resto dell'Asia	**485**	**36.919**	**733**	**433**	**36.268**	**675**	**476**	**43.101**	**762**
Sviluppate	*240*	*20.536*	*379*	*231*	*22.550*	*383*	*262*	*27.501*	*445*
Non sviluppate	*245*	*16.383*	*354*	*202*	*13.718*	*292*	*214*	*15.600*	*317*
America	**213**	**3.703**	**238**	**234**	**7.457**	**285**	**237**	**7.753**	**288**
Sviluppate	*163*	*3.000*	*184*	*171*	*5.502*	*207*	*164*	*5.936*	*203*
Non sviluppate	*50*	*703*	*54*	*63*	*1.955*	*78*	*73*	*1.817*	*85*
Australia e Oceania		**5.420**	**37**	**1**	**11.530**	**79**	**1**	**12.103**	**82**
Sviluppate		*1.652*	*11*	*1*	*6.321*	*43*	*1*	*7.525*	*51*
Non sviluppate		*3.768*	*26*		*5.209*	*36*		*4.578*	*31*
Totale società consolidate	**2.430**	**357.293**	**4.842**	**2.434**	**372.359**	**4.933**	**2.847**	**409.784**	**5.571**
Sviluppate	***1.690***	***220.500***	***3.180***	***1.707***	***237.594***	***3.302***	***2.072***	***292.172***	***4.016***
Non sviluppate	***740***	***136.793***	***1.662***	***727***	***134.765***	***1.631***	***775***	***117.612***	***1.555***
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	**326**	**14.621**	**425**	**350**	**18.314**	**473**	**378**	**18.533**	**502**
Sviluppate	*167*	*10.182*	*235*	*173*	*12.557*	*257*	*175*	*12.959*	*261*
Non sviluppate	*159*	*4.439*	*190*	*177*	*5.757*	*216*	*203*	*5.574*	*241*
Africa Settentrionale	**6**	**380**	**8**	**8**	**246**	**9**	**9**	**271**	**10**
Sviluppate	*6*	*380*	*8*	*8*	*246*	*9*	*9*	*271*	*10*
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	**207**	**42.490**	**494**	**235**	**44.203**	**531**	**21**	**36.374**	**263**
Sviluppate	*107*	*29.304*	*305*	*135*	*30.298*	*338*	*9*	*4.678*	*39*
Non sviluppate	*100*	*13.186*	*189*	*100*	*13.905*	*193*	*12*	*31.696*	*224*
Resto dell'Asia	**110**	**39.792**	**378**	**100**	**42.179**	**383**			
Sviluppate									
Non sviluppate	*110*	*39.792*	*378*	*100*	*42.179*	*383*			
America	**26**	**35.700**	**267**	**27**	**38.395**	**285**	**6**	**41.348**	**282**
Sviluppate	*26*	*35.700*	*267*	*27*	*38.395*	*285*	*6*	*41.348*	*282*
Non sviluppate									
Totale società in joint venture e collegate	**675**	**132.983**	**1.572**	**720**	**143.337**	**1.681**	**414**	**96.526**	**1.057**
Sviluppate	***306***	***75.566***	***815***	***343***	***81.496***	***889***	***199***	***59.256***	***592***
Non sviluppate	***369***	***57.417***	***757***	***377***	***61.841***	***792***	***215***	***37.270***	***465***
Totale riserve certe	**3.105**	**490.276**	**6.414**	**3.154**	**515.696**	**6.614**	**3.261**	**506.310**	**6.628**
Sviluppate	***1.996***	***296.066***	***3.995***	***2.050***	***319.090***	***4.191***	***2.271***	***351.428***	***4.608***
Non sviluppate	***1.109***	***194.210***	***2.419***	***1.104***	***196.606***	***2.423***	***990***	***154.882***	***2.020***

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023 ammontano a 2.419 milioni di boe, di cui 1.109 milioni di barili di liquidi e 194 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.
Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 740 milioni di barili di liquidi e 137 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 2022	**2.423**
Promozioni	(187)
Nuove scoperte ed estensioni	104
Revisioni di precedenti stime	121
Miglioramenti da recupero assistito	
Portfolio	(42)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023	**2.419**

Nel 2023 la conversione a riserve certe sviluppate (-187 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, allo start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi ai campi di Breidablikk, Fenja, Tommeliten Alpha, Bauge e Frosk in Norvegia da parte di Vår Energi, Baleine in Costa d'Avorio, Zohr in Egitto e Amoca in Messico.
Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.
Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €9,1 miliardi.
La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione.
I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,8 miliardi di boe, in aumento rispetto al 2022. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,5 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (ii) in Vår Energi nel progetto Johan Castberg, il cui sviluppo è in corso ed il cui first oil è previsto nell'ultimo trimestre 2024 (0,1 miliardi di boe); (iii) alcuni giacimenti in Italia ed in Iraq (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso; e (iv) nel giacimento di Umm Shaif (0,1 miliardi di boe) negli Emirati Arabi Uniti dove lo sviluppo è in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 612 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela.
I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire il 99,7% degli impegni di fornitura.
Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2023 è stata di 1,655 milioni di boe/giorno, in aumento del 3% rispetto al 2022. La produzione è stata sostenuta dal ramp-up in Mozambico e Messico, dallo start-up del progetto Baleine in Costa d'Avorio, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni, in Kazakhstan a causa di eventi non pianificati verificatisi nello stesso periodo del '22, nonché in Indonesia. Questi aumenti sono stati compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi.

La produzione di petrolio è stata di 769 mila barili/giorno in aumento del 2% rispetto al 2022. La crescita della produzione in Kazakhstan e Costa d'Avorio è stata in parte compensata dal declino dei campi maturi.

La produzione di gas naturale è stata di 131 milioni di metri cubi/giorno, in aumento del 2% rispetto al 2022. La crescita della produzione in Algeria, Mozambico, a seguito del ramp-up del progetto Coral Floating LNG, Indonesia e Kazakhstan, è stata compensata dal declino dei campi maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 546 milioni di boe. La differenza di 58 milioni di boe rispetto alla produzione di 604 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (46 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (279,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 67% al downstream Eni. La produzione venduta di gas naturale (39,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 14% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI[a][b][c]

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)
	2023			2022			2021		
Italia	**10**	**2,2**	**25**	**13**	**2,5**	**30**	**13**	**2,6**	**30**
Resto d'Europa	**7**	**1,1**	**14**	**7**	**1,3**	**16**	**7**	**1,2**	**15**
Regno Unito	7	1,1	14	7	1,3	16	7	1,2	15
Africa Settentrionale	**45**	**9,5**	**109**	**45**	**7,7**	**96**	**45**	**7,5**	**95**
Algeria	23	3,4	46	23	1,8	35	20	1,7	31
Libia	21	6,0	62	21	5,8	60	24	5,6	62
Tunisia	1	0,1	1	1	0,1	1	1	0,2	2
Egitto	**24**	**13,5**	**116**	**28**	**14,6**	**126**	**30**	**15,2**	**131**
Africa Sub-Sahariana	**31**	**4,6**	**61**	**51**	**5,0**	**84**	**73**	**5,0**	**106**
Angola				19	0,3	21	33	0,5	37
Congo	13	1,8	25	15	2,0	28	16	1,4	25
Costa d'Avorio	2	0,1	2						
Ghana	5	0,9	11	6	0,9	12	8	0,9	13
Nigeria	11	1,8	23	11	1,8	23	16	2,2	31
Kazakhstan	**42**	**2,6**	**60**	**32**	**2,1**	**46**	**37**	**2,4**	**53**
Resto dell'Asia	**31**	**5,3**	**67**	**28**	**5,2**	**64**	**29**	**5,3**	**65**
Cina									
Emirati Arabi Uniti	20	0,1	20	20	0,2	22	17	0,2	18
Indonesia		4,2	29		3,3	23		3,3	23
Iraq	9	0,8	14	6	0,8	11	9	0,7	14
Pakistan					0,6	4		0,6	4
Timor Leste		0,1	1		0,2	2	1	0,4	3
Turkmenistan	2	0,1	3	2	0,1	2	2	0,1	3
America	**25**	**0,7**	**30**	**22**	**0,8**	**27**	**19**	**0,8**	**25**
Messico	8	0,2	10	5	0,2	6	4	0,2	6
Stati Uniti	17	0,5	20	17	0,6	21	15	0,6	19
Australia e Oceania		**0,4**	**3**		**0,5**	**4**		**0,9**	**6**
Australia		0,4	3		0,5	4		0,9	6
	215	**39,9**	**485**	**226**	**39,7**	**493**	**253**	**40,9**	**526**
Società in joint venture e collegate									
Angola	31	1,2	39	13	0,9	19	1	0,9	7
Mozambico		1,1	8		0,3	3			
Norvegia	32	2,8	50	33	3,1	53	41	3,4	63
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	2	2,9	21	1	2,7	19	1	2,5	17
	66	**8,0**	**119**	**48**	**7,0**	**95**	**44**	**6,8**	**88**
Totale	**281**	**47,9**	**604**	**274**	**46,7**	**588**	**297**	**47,7**	**614**

(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 (46, 45 e 42 milioni di boe, rispettivamente nel 2023, 2022 e 2021).
(c) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è stato di circa 2 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI[a][b][c]

Società consolidate	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)
	2023			2022			2021		
Italia	**29**	**6,0**	**69**	**36**	**6,9**	**82**	**36**	**7,1**	**83**
Resto d'Europa	**18**	**3,1**	**39**	**20**	**3,5**	**44**	**19**	**3,4**	**41**
Regno Unito	18	3,1	39	20	3,5	44	19	3,4	41
Africa Settentrionale	**123**	**26,0**	**299**	**122**	**21,2**	**264**	**124**	**20,4**	**259**
Algeria	62	9,4	126	62	4,8	95	54	4,7	85
Libia	59	16,3	169	58	16,1	165	67	15,3	168
Tunisia	2	0,3	4	2	0,3	4	3	0,4	6
Egitto	**67**	**37,1**	**318**	**77**	**40,0**	**346**	**82**	**41,8**	**360**
Africa Sub-Sahariana	**84**	**12,5**	**168**	**139**	**13,6**	**230**	**198**	**13,9**	**291**
Angola				52	0,8	57	91	1,6	101
Congo	36	4,9	68	40	5,6	78	44	3,8	70
Costa d'Avorio	4	0,2	6						
Ghana	14	2,5	31	16	2,4	32	20	2,4	36
Nigeria	30	4,9	63	31	4,8	63	43	6,1	84
Kazakhstan	**115**	**7,2**	**163**	**88**	**5,6**	**126**	**102**	**6,6**	**146**
Resto dell'Asia	**85**	**14,4**	**183**	**78**	**14,4**	**174**	**80**	**14,6**	**177**
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	54	0,3	56	56	0,6	60	47	0,4	51
Indonesia	1	11,5	79	1	9,2	62	1	9,1	61
Iraq	23	2,2	38	15	2,3	31	24	2,0	37
Pakistan					1,6	11		1,7	11
Timor Leste		0,2	2	1	0,5	4	1	1,2	9
Turkmenistan	6	0,2	7	4	0,2	5	6	0,2	7
America	**68**	**2,0**	**81**	**59**	**2,3**	**74**	**53**	**2,0**	**67**
Messico	22	0,7	26	14	0,5	17	11	0,4	14
Stati Uniti	46	1,3	55	45	1,8	57	42	1,6	53
Australia e Oceania		**1,1**	**7**		**1,5**	**10**		**2,4**	**16**
Australia		1,1	7		1,5	10		2,4	16
	589	**109,4**	**1.327**	**619**	**109,0**	**1.350**	**694**	**112,2**	**1.440**
Società in joint venture e collegate									
Angola	85	3,3	108	36	2,4	53	3	2,4	19
Mozambico	1	3,1	22		0,9	6			
Norvegia	87	7,5	138	89	8,4	145	111	9,1	172
Tunisia	2	0,1	2	3	0,1	3	3	0,1	3
Venezuela	5	7,9	58	4	7,3	53	2	6,8	48
	180	**21,9**	**328**	**132**	**19,1**	**260**	**119**	**18,4**	**242**
Totale	**769**	**131,3**	**1.655**	**751**	**128,1**	**1.610**	**813**	**130,6**	**1.682**

(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 (127, 124 e 116 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2023, 2022 e 2021).
(c) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è di 5 mila boe/giorno.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2023 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 7.373 (2.534,5 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.118 (1.946,3 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.255 (588,2 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]

	2023			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	**130,0**	117,2	**327,0**	289,4
Resto d'Europa	**456,0**	78,7	**226,0**	47,9
Africa Settentrionale	**644,0**	292,1	**260,0**	123,5
Egitto	**1.093,0**	499,1	**150,0**	51,3
Africa Sub-Sahariana	**2.297,0**	387,5	**174,0**	24,5
Kazakhstan	**211,0**	57,7	**1,0**	0,3
Resto dell'Asia	**1.030,0**	370,9	**100,0**	41,4
America	**257,0**	143,1	**14,0**	6,9
Australia e Oceania			**3,0**	3,0
	6.118,0	**1.946,3**	**1.255,0**	**588,2**

(a) Include 997 (303,2 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 2023 sono stati ultimati 39 nuovi pozzi esplorativi (21,6 in quota Eni), a fronte dei 40 nuovi pozzi esplorativi (18,9 in quota Eni) del 2022 e dei 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni) del 2021.

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 34,5% (38% in quota Eni), a fronte del 45% (44% in quota Eni) del 2022 e del 54% (49% in quota Eni) del 2021.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2023		2022		2021		2023	
(numero)	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	successo commerciale	sterili[c]	totale	in quota Eni
Italia								
Resto d'Europa	0,1	0,4	0,4	1,2	0,1	0,3	31,0	7,8
Africa Settentrionale		1,6	1,0	4,0			9,0	6,0
Egitto	5,0	4,6	4,4	4,3	5,0	5,0	10,0	7,4
Africa Sub-Sahariana	0,3	0,9	3,7	2,4	1,1	0,4	35,0	17,5
Kazakhstan								
Resto dell'Asia	0,9	1,3	0,7	1,0	0,7	1,0	15,0	6,8
America		1,4				0,7	4,0	2,3
Australia e Oceania							1,0	0,3
	6,3	**10,2**	**10,2**	**12,9**	**7,0**	**7,4**	**105,0**	**48,1**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.
(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

Sviluppo

Nel 2023 sono stati ultimati 165 nuovi pozzi di sviluppo (83,6 in quota Eni) a fronte dei 187 nuovi pozzi di sviluppo (71,1 in quota Eni) del 2022 e dei 154 (47,7 in quota Eni) del 2021. È attualmente in corso la perforazione di 76 pozzi di sviluppo (27,6 in quota Eni).

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

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2023		2022		2021		2023	
(numero)	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	produttivi	sterili[b]	totale	in quota Eni
Italia	1,0		1,0				**2,0**	1,2
Resto d'Europa	4,8		4,6		4,8		**16,0**	2,2
Africa Settentrionale	9,3		5,7	0,5	2,5		**6,0**	3,9
Egitto	30,1		19,9		17,0	0,8	**9,0**	6,8
Africa Sub-Sahariana	5,6		8,5		3,8		**13,0**	4,5
Kazakhstan	2,0		0,6				**1,0**	0,3
Resto dell'Asia	22,9		22,1		14,9		**27,0**	7,7
America	6,9		8,2		3,9		**2,0**	1,0
Australia e Oceania	1,0							
	83,6	**0,0**	**70,6**	**0,5**	**46,9**	**0,8**	**76,0**	**27,6**

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

Superfici

Nel 2023 Eni ha condotto operazioni in 35 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2023 il portafoglio minerario di Eni consiste in 744 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 301.308 chilometri quadrati in quota Eni (superficie totale di 308.550 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2022). La superficie sviluppata è di 27.069 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 274.239 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2023 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Egitto, Timor Leste, Indonesia, Algeria, Norvegia, Angola, Regno Unito e Costa d'Avorio per una superficie di circa 21.400 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Kenya, Vietnam, Indonesia, Gabon, Egitto, Algeria, Mozambico, Libano e Norvegia per circa 31.800 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Kenya, Indonesia, Messico e Norvegia per complessivi 7.200 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Algeria, Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Costa d'Avorio, Messico, Italia, Egitto e Libano, per complessivi 4.100 chilometri quadrati.

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

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2022	31 dicembre 2023						
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. lorda[a][b] sviluppata	Sup. lorda[a] non sviluppata	Totale Sup. lorda[a]	Sup. netta[a][b] sviluppata	Sup. netta[a] non sviluppata	Totale Sup. netta[a]
EUROPA	**33.632**	**296**	**13.340**	**57.973**	**71.313**	**7.774**	**27.472**	**35.246**
Italia	**10.884**	**111**	**7.556**	**4.809**	**12.365**	**6.378**	**4.052**	**10.430**
Resto d'Europa	**22.748**	**185**	**5.784**	**53.164**	**58.948**	**1.396**	**23.420**	**24.816**
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Norvegia	6.686	142	4.838	25.339	30.177	763	7.398	8.161
Regno Unito	1.487	35	946	1.764	2.710	633	1.447	2.080
AFRICA	**117.396**	**297**	**51.139**	**226.691**	**277.830**	**14.098**	**99.144**	**113.242**
Africa Settentrionale	**43.080**	**92**	**15.269**	**105.698**	**120.967**	**6.360**	**35.872**	**42.232**
Algeria	8.720	65	10.010	8.067	18.077	3.919	3.953	7.872
Libia	24.644	14	1.963	78.085	80.048	958	23.686	24.644
Marocco	7.529	1		16.730	16.730		7.529	7.529
Tunisia	2.187	12	3.296	2.816	6.112	1.483	704	2.187
Egitto	**7.103**	**53**	**4.851**	**29.187**	**34.038**	**1.706**	**10.721**	**12.427**
Africa Sub-Sahariana	**67.213**	**152**	**31.019**	**91.806**	**122.825**	**6.032**	**52.551**	**58.583**
Angola	6.516	83	10.927	34.958	45.885	912	6.721	7.633
Congo	1.299	19	971	1.320	2.291	586	713	1.299
Costa d'Avorio	4.000	7	1.658	2.865	4.523	1.382	2.578	3.960
Gabon	2.931							
Ghana	495	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenya	41.892	3		35.724	35.724		35.724	35.724
Mozambico	3.868	7	719	7.803	8.522	180	3.080	3.260
Nigeria	6.212	30	16.518	8.206	24.724	2.872	3.340	6.212
ASIA	**145.585**	**52**	**10.389**	**253.595**	**263.984**	**3.540**	**137.031**	**140.571**
Kazakhstan	**1.947**	**7**	**2.391**	**3.853**	**6.244**	**442**	**1.505**	**1.947**
Resto dell'Asia	**143.638**	**45**	**7.998**	**249.742**	**257.740**	**3.098**	**135.526**	**138.624**
Cina	10	2	43		43	7		7
Emirati Arabi Uniti	18.662	12	3.017	29.603	32.620	251	17.579	17.830
Indonesia	12.106	12	3.252	16.505	19.757	2.092	10.036	12.128
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	1		1.742	1.742		610	610
Oman	58.955	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Qatar	38	1		1.206	1.206		38	38
Timor Leste	1.928	5	412	6.232	6.644	122	5.838	5.960
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	28.633	4		23.908	23.908		21.251	21.251
Altri Paesi[c]	21.219	3		68.530	68.530		21.219	21.219
AMERICA	**9.186**	**95**	**2.152**	**14.332**	**16.484**	**1.023**	**8.475**	**9.498**
Messico	3.107	10	34	5.198	5.232	34	3.408	3.442
Stati Uniti	654	73	857	280	1.137	492	139	631
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.359	6		7.311	7.311		4.359	4.359
AUSTRALIA E OCEANIA	**2.751**	**4**	**728**	**2.608**	**3.336**	**634**	**2.117**	**2.751**
Australia	2.751	4	728	2.608	3.336	634	2.117	2.751
Totale	**308.550**	**744**	**77.748**	**555.199**	**632.947**	**27.069**	**274.239**	**301.308**

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

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

Nella tabella che segue sono riportati, al 31 dicembre 2023 e per i principali Paesi di ciascuna area geografica, gli asset in produzione, l'anno in cui sono iniziate le attività, la partecipazione in ciascun asset e l'eventuale presenza come operatore dell'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 83 licenze (di cui 56 di sviluppo e 27 esplorative) afferenti a 20 blocchi (di cui 5 esplorativi) oltre alla partecipazione nella JV Angola LNG; (ii) in Norvegia la collegata Vår Energi (Eni 63,1%) detiene partecipazioni in 142 licenze (di cui 83 di sviluppo e 59 esplorative); (iii) in Mozambico, la joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) è operatore della licenza in produzione Area 4; (iv) in Venezuela, dove le joint venture Cardon IV (Eni 50%), PetroSucre (Eni 26%) e PetroJunín (Eni 40%) detengono partecipazioni nei giacimenti in produzione di Perla, Corocoro e Junin 5, rispettivamente; e (v) in Tunisia, le joint venture Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière (Eni 50%) e Sodeps (Eni 50%).

ITALIA (1926)		Operati	**Mare Adriatico e Ionio**	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (61%)
			Sicilia	Gela (100%), Tresauro (75%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Regno Unito (1964)	Operati	Liverpool Bay (100%)	
		Non operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria[a] (1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (100%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%), Berkine Sud (75%), In Amenas (Eni 45,89%) e In Salah (Eni 33,15%)	
		Non operati	Blocco 404-208 (17,5%)	
	Libia[a] (1959)	Operati	**Aree contrattuali onshore**	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
			Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)
	Tunisia (1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%)	
EGITTO[a][b] (1954)		Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine, Abu Rudeis e Sinai Ras Gharra - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (75%), Baltim (50%), North El Hammad Offshore (Bashrush - 37,5%) ed East Obayed (Faramid - 75%)	
		Non operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Congo (1968)	Operati	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%) e M'Boundi (83%)	
		Non operati	Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)	
	Costa d'Avorio (2015)	Operati	Baleine (77,25%)	
	Ghana (2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria (1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
		Non operati[c]	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN[a] (1992)		Operati[d]	Karachaganak (29,25%)	
		Non operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Indonesia (2001)	Operati	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)	
	Iraq (2009)	Non operati[e]	Zubair (41,56%)	
	Turkmenistan (2008)	Operati	Burun (90%)	
	Emirati Arabi Uniti (2018)	Non operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
AMERICA	Messico (2019)	Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti (1968)	Operati	**Golfo del Messico**	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (100%), Longhorn (75%), Devils Towers (100%) e Triton (100%)
			Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
		Non operati	**Golfo del Messico**	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)

(a) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.
(b) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di partecipating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.
(c) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 16 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.
(d) Eni e Shell sono co-operatori.
(e) Eni è capofila di un consorzio costituito con Kogas e 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 royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

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

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

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

Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

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

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

Italia

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Hera Lacinia, Luna e Naomi Pandora; e (ii) l'avvio della produzione del campo di Donata.

Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". È stato avviato l'iter di dismissione così come previsto dal Decreto Ministeriale per 10 piattaforme. Inoltre, nel corso dell'anno sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi non più produttivi onshore e offshore.

Nella Concessione produttiva Val d'Agri, le attività dell'anno hanno riguardato: (i) interventi di side track sui pozzi esistenti, principalmente nell'area di Monte Enoc, sulla base di quanto approvato nel Programma Lavori; (ii) attività di ottimizzazione della produzione allo scopo di contrastarne il declino naturale.

Nel 2023 sono state avviate le iniziative nell'ambito del Nuovo Protocollo d'Intenti firmato nel 2022 da Eni, Shell e Regione Basilicata per lo sviluppo sostenibile del territorio associato al programma lavori decennale della Concessione Val d'Agri. In particolare, il Protocollo prevede diverse iniziative e progetti "non oil" per un impegno complessivo da parte dei titolari della concessione pari a €90 milioni. Nel giugno 2023, la Regione Basilicata ha selezionato e approvato le seguenti iniziative: (i) lo sviluppo di una rete per la mobilità elettrica a livello regionale; (ii) la creazione di una sede permanente della Scuola di Eni per l'Impresa (Joule); (iii) iniziative a sostegno dello sviluppo sostenibile del territorio in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM); e (iv) lo sviluppo di una filiera agricola locale per la produzione di biocarburanti. È stato inoltre definito un accordo con Regione Basilicata e Acquedotto Lucano per lo sviluppo di un progetto di transizione energetica a supporto del settore idrico. Il progetto prevede la realizzazione di impianti fotovoltaici per una capacità installata complessiva di circa 50 MW, con conseguente riduzione dei costi dell'energia per l'Acquedotto Lucano, che si rifletteranno sulla bolletta degli utenti a reddito più basso.

Sono proseguite le attività del Progetto Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione nell'area dell'Energy Valley adiacente al Centro

Olio Val d'Agri, che sviluppa programmi di agricoltura sostenibile e di sperimentazione agricola, attività formative rivolte alle scuole e ai centri di formazione tecnica, e programmi di biomonitoraggio attraverso tecniche innovative.
Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono proseguite le attività di realizzazione delle facilities funzionali allo sviluppo dei giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%). In particolare, nel corso del 2023 è stata posata la condotta sottomarina che porterà il gas dai pozzi di sviluppo alla centrale di trattamento onshore in fase di completamento. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, raggiungerà la carbon neutrality (Scope 1 e 2).
Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, a seguito della ratifica dell'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela, proseguono le attività per la creazione di un centro stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate. Inoltre, nel 2023 è stato avviato un progetto 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.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) a olio e gas di Countach, nella licenza di Goliat PL 229, nel Mare di Barents; (ii) a olio di Kim, nella licenza PL 185, nel Mare del Nord; (iii) a olio e gas di Crino, nel Mare del Nord; (iv) a gas di Norma, nella licenza PL 984, nel Mare del Nord; e (v) a olio di Svalin M Sør, nella licenza PL 169.
Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di: (i) 12 licenze esplorative, di cui 5 come operatore, nel febbraio 2023, nell'ambito del processo di gara "2022 Awards in Predefined Areas" (APA) del Ministero norvegese del Petrolio ed Energia; (ii) 16 licenze esplorative, di cui 4 come operatore, nel febbraio 2024, nell'ambito del processo di gara "2023 APA". Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese. Le nuove licenze si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.
Nell'ottobre 2023 è stata avviata la produzione del progetto di Breidablikk, con il completamento delle attività di perforazione e collegamento alle facility esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto è stato realizzato attraverso l'utilizzo di tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.
Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg con start-up previsto nel 2024; e (ii) il progetto sanzionato di Balder X nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali, la ricollocazione e upgrading della FPSO Jotun e supporterà lo sviluppo delle nuove scoperte in prossimità dell'area attraverso l'upgrading delle infrastrutture esistenti. Le attività pianificate consentiranno di estendere la produzione dell'hub Balder fino al 2045. Lo start-up è atteso nel 2024.

Africa settentrionale

Algeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di RODE-1 nella concessione Sif Fatima II. Le attività di sviluppo saranno avviate nel 2024.
Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi relativi: (i) all'acquisizione delle quote del 45,89% e del 33,15% nelle due concessioni di In Amenas ed In Salah, rispettivamente; (ii) ai nuovi contratti che regolano le attività sui blocchi 404 e 208, con un incremento al 17,5% della partecipazione Eni nelle due aree.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) un programma di infilling in alcuni campi dei blocchi 401a/402a, nei blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi, nonché nelle due concessioni In Amenas e In Salah; (ii) attività di workover nei blocchi 404-208, 405b e 403 nonché la conversione di alcuni pozzi ad iniettori water-alternate-gas (WAG) nel blocco 403; (iii) il potenziamento del terzo treno di trattamento dell'impianto di BRN; (iv) la perforazione e il collegamento di pozzi di infilling nell'area del Berkine sud e il debottlenecking della linea olio.
Inoltre è in costruzione 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.
Nel marzo 2024 Eni Foundation ha avviato un progetto a sostegno delle strutture sanitarie nelle aree dell'Haut-Plateau e della regione meridionale dell'Algeria, attraverso la consegna di due cliniche mobili. L'iniziativa conferma l'approccio distintivo e integrato che Eni adotta nei Paesi in cui opera.

Libia Nel gennaio 2023 Eni e la società di Stato National Oil Corporation (NOC) hanno firmato un accordo per avviare lo sviluppo delle "Strutture A&E", con l'obiettivo di incrementare la produzione di gas da destinare al mercato domestico e per l'esportazione di volumi in Europa. Lo start-up del progetto è previsto nei prossimi anni. In linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni, il progetto prevede anche la costruzione di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS). Inoltre nel maggio 2023 Eni e NOC hanno firmato un accordo per l'avvio del progetto di sviluppo di Bouri Gas Utilization (BGUP).
Nel giugno 2023 Eni e il Governo di Unità Nazionale hanno firmato un Memorandum d'Intesa allo scopo di studiare e identificare opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo di energia sostenibile nel Paese, in linea con la strategia di Eni e con gli obiettivi del governo libico nell'accelerazione dei percorsi di decarbonizzazione e transizione energetica.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento del progetto "Struttura A&E" e l'assegnazione nel corso dell'anno del contratto EPCI della piattaforma WHPA; (ii) il sanzionamento del progetto BGUP con l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO_2 e valorizzazione del gas associato al giacimento; (iii) il progetto di Sabratha Compression per sostenere la produzione del giacimento Bahr Essalem e la futura produzione addizionale del progetto in corso di sviluppo della Struttura A. Il relativo contratto EPCI è stato assegnato nel corso dell'anno e le attività sono in fase di esecuzione; e (iv) sono state realizzate le attività di manutenzione dell'impianto di trattamento delle acque reflue per il Nalut General Hospital nonché la formazione del personale sanitario sulla base degli accordi definiti con il Paese. Nel 2023 è stato avviato un progetto per trattare le acque reflue dell'ospedale di Murzuq, installando un nuovo impianto con una capacità di 250 metri cubi/giorno. Inoltre, è stato firmato un accordo con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni per incrementare l'occupazione giovanile nel sud del Paese.

Egitto

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) la scoperta di Nargis 1X nell'area East Med (Eni 45%) con risorse in posto stimate a circa 2,8 TCF di gas; (ii) con due scoperte a olio e gas rispettivamente nelle concessioni di Sinai e Nile Delta; e (iii) con tre scoperte esplorative a olio nella concessione del Deserto Occidentale. Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature.

Nel gennaio 2023 è stato firmato un Memorandum of Intent (MoI) con EGAS per condurre studi congiunti con l'obiettivo di identificare opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra nel settore upstream del Paese, attraverso un piano di iniziative che porteranno a un'ulteriore valorizzazione del gas.

Nel 2023 è stato conseguito l'avvio produttivo del campo a gas di Faramid nella concessione del Deserto Occidentale attraverso le infrastrutture e impianti presenti nell'area.

Le attività di sviluppo del giacimento in produzione di Zohr hanno riguardato: (i) l'esecuzione di un programma di water shut-off per ottimizzare la produzione di gas; (ii) attività di EPCI per la realizzazione di infrastrutture sottomarine; e (iii) un programma di sviluppo per incrementare la capacità di trattamento dell'acqua di produzione attraverso il potenziamento degli impianti esistenti e l'installazione di due nuove unità di trattamento.

Al 31 dicembre 2023 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a $6,2 miliardi pari a €5,6 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2023. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €230 milioni. Al 31 dicembre 2023 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 480 milioni di boe.

Le attività di sviluppo del progetto Zohr proseguono anche attraverso diverse iniziative per lo sviluppo locale. I programmi definiti, con uno spending previsto di $20 milioni fino al 2024, prevedono tra le principali aree d'intervento: (i) educazione tecnica, con diversi progetti in corso, tra cui la Zohr Applied Technology School (ATS) che ha coinvolto circa 400 studenti nel corso dell'anno. In particolare, tramite l'avvio della transition to work unit, 80 studenti, di cui 58 donne, hanno ottenuto un contratto di lavoro stabile; e (ii) diversificazione economica, con due progetti dedicati al miglioramento della resilienza di comunità che vivono in contesti di alta vulnerabilità alla desertificazione, in particolare nell'area di South Sinai e di Matrouh. Nell'anno è stata completata la formazione di circa 120 tra agricoltori e allevatori, sono proseguite le attività per il miglioramento delle strutture di approvvigionamento e distribuzione dell'acqua per circa 2.000 persone, nonché corsi di alfabetizzazione.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione attraverso la perforazione di nuovi pozzi e interventi di workover e water-injection nella concessione del Sinai; (ii) la perforazione e completamento con conseguente avvio produttivo di un pozzo produttore addizionale nell'area Baltim-Neho; (iii) nella concessione Nile Delta la perforazione di un pozzo addizionale e il potenziamento delle infrastrutture di trasporto di Nidoco NW all'impianto di trattamento con conseguente incremento produttivo; e (iv) un programma di ottimizzazione della produzione gas nella concessione Ras el Barr attraverso l'installazione una nuova unità di compressione.

Inoltre le attività di sviluppo nella concessione del Deserto Occidentale hanno riguardato: (i) il progetto Meleiha Fase 2 avviato in early production nel 2022 attraverso l'installazione di una nuova pipeline di collegamento agli impianti di trattamento esistenti; e (ii) interventi di ottimizzazione della produzione attraverso un programma di perforazione di pozzi produttivi addizionali a olio e gas.

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.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo esplorativo a olio di Lumpembe-1X nel blocco 15/06. Sono in corso studi per un possibile sviluppo integrato con altre scoperte nell'area sud del blocco. Inoltre è stato raggiunto un accordo per l'estensione quinquennale del periodo esplorativo.

Nel corso del 2023, Azule ha raggiunto l'accordo per il disinvestimento della propria quota e l'operatorship del blocco Cabinda Norte.

Nel settembre 2023 Azule e Sonangol hanno firmato un Memorandum of Understanding per sviluppare collaborazioni nell'ambito del programma di decarbonizzazione nel Paese. L'accordo prevede l'identificazione di iniziative nel campo di energia rinnovabile, iniziative in attività low carbon e soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions) come progetti di forestry e promuovere l'adozione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves - ICS).

Nel marzo 2023 la JV Solenova, società solare partecipata congiuntamente con Sonangol, ha avviato la produzione di energia solare dall'impianto fotovoltaico di 25 MW di Caraculo.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio delle attività 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 nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sanzionato il progetto Agogo Integrated West Hub nell'area occidentale del Blocco 15/06 per il quale sono stati assegnati i contratti principali. Lo start-up è atteso nel 2026 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) completate le attività di sviluppo dei campi Cuica, Cabaça e la early production di Ndungu nel Blocco 15/06 con conseguente avvio produttivo attraverso il collegamento agli impianti esistenti nell'area; (v) interventi di supporto nell'ambito dei servizi sanitari nella provincia di Luanda anche attraverso l'elettrificazione con impianti fotovoltaici dei centri sanitari nonché diverse iniziative nelle province di Namibe, Huila e Cabinda nell'ambito di accesso all'acqua, educazione, servizi sanitari primari e nel settore agricolo anche a sostegno dell'occupazione giovanile; e (vi) programmi di sicurezza alimentare nella provincia di Cunene nonché iniziative nell'ambito della protezione infantile nella provincia di Zaire.

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. Entrambe le dichiarazioni di scoperta sono state notificate alle autorità competenti.
Nel marzo 2024, Eni ha finalizzato con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi nel Paese. Entrambe le dichiarazioni di scoperta sono state notificate alle autorità competenti.
Nel dicembre 2023 è stato conseguito lo start-up del progetto Congo LNG, attraverso il completamento dell'installazione offshore dell'impianto di liquefazione Tango FLNG, con capacità di circa 1 miliardo di metri cubi di gas per anno, e di Excalibur Floating Storage Unit (FSU). Il piano di sviluppo prevede l'installazione di 2 unità flottanti per la liquefazione del gas (FLNG), 1 unità di stoccaggio GNL (FSU), 7 nuove piattaforme, un impianto di trattamento onshore e la perforazione di 41 pozzi. I principali contratti sono stati assegnati. La seconda FLNG, con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno, è attualmente in costruzione. L'avvio produttivo è atteso nel 2025. Il progetto valorizzerà le risorse di gas del permesso Marine XII, anche facendo leva sugli asset esistenti, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi, 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 4,5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il completamento delle attività del progetto Néné Fase 2B. In particolare, sono state completate le attività di perforazione e completamento degli ultimi pozzi produttivi previsti.
Nel marzo 2023 è stato inaugurato il Centro di Eccellenza di Oyo per le energie rinnovabili e l'efficientamento energetico, nato dall'accordo siglato da Eni con la Repubblica del Congo nel 2016 per valorizzare le fonti energetiche del Paese, promuovendo al contempo lo sviluppo sociale ed economico. Nel periodo compreso tra il 2023 e il 2028, il Centro sarà gestito da UNIDO, con il progressivo raggiungimento dell'operatività. 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 dedicato programma di formazione.

Costa d'Avorio Nel marzo 2024 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo esplorativo Murene 1X sulla scoperta denominata Calao, nel blocco CI-205 (Eni 90%). Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi compresi tra 1 miliardo e 1,5 miliardi di boe.
Nell'agosto 2023, è stato avviato il giacimento offshore di Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802, con un rapido time-to-market. Lo start-up produttivo è stato conseguito grazie al distintivo modello Eni di sviluppo per fasi e con approccio fast track, a meno di due anni dalla scoperta e a meno di un anno e mezzo dalla decisione finale di investimento. Il progetto sarà il primo a zero emissioni nette (Scope 1 e 2) del continente africano. La produzione di gas sarà fornita alla rete nazionale, consentendo al Paese di soddisfare il proprio fabbisogno interno di elettricità, facilitando l'accesso all'energia e rafforzando il suo ruolo di hub energetico regionale per i Paesi limitrofi.
Il full field development include due ulteriori fasi di sviluppo. La Fase 2 di sviluppo sanzionata prevede il first-oil entro la fine del 2024. I contratti per la realizzazione delle facility addizionali sono stati assegnati e le attività di perforazione e completamento dei pozzi addizionali saranno avviate nel corso del 2024.
Nel 2023, sono stati avviati programmi di sviluppo locale, che prevedono uno spending di $20 milioni fino al 2027, con interventi nei seguenti settori: (i) salute, attraverso l'avvio di due progetti a supporto complessivamente di 20 centri di salute e cliniche non-profit; (ii) formazione professionale, con un progetto avviato in collaborazione con Iveco Group indirizzato all'inserimento nel mondo del lavoro di 300 giovani; (iii) diversificazione economica, attraverso il kick-off di una partnership con le Nazioni Unite per la realizzazione di un centro di produzione tessile; e (iv) accesso all'educazione, attraverso la ristrutturazione di 20 scuole primarie nel distretto di Abidjan e nella regione del Sud Comoé nonché proseguendo le attività associate di formazione degli insegnanti e distribuzione di materiale scolastico ad oltre 6.500 studenti.

Ghana Le attività di sviluppo dell'anno del progetto operato OCTP hanno riguardato il completamento: (i) delle attività di upgrading delle facility, della FPSO e della centrale a gas onshore per incrementare

la capacità produttiva; (ii) del programma di reiniezione acqua prodotta in giacimento; e (iii) di attività addizionali per migliorare l'affidabilità della fornitura elettrica fornita alla centrale a gas.
Nel 2023 sono stati completati programmi nell'ambito dell'accesso all'educazione e di diversificazione economica. In particolare, sono state svolte iniziative di training per gli insegnanti, campagne di sensibilizzazione sui temi dei diritti umani per gli studenti e le famiglie nonché "starter pack" per l'avvio di attività di business che prevede anche attività di training, di coaching e mentoring per i beneficiari del progetto.

Nigeria Nel settembre 2023, Eni e Oando PLC, la principale società energetica privata nigeriana, hanno siglato l'accordo per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore e nella generazione di energia elettrica. La quota che NAOC Ltd detiene in SPDC JV non rientra nel perimetro della transazione e rimarrà nel portafoglio Eni. In seguito al completamento dell'operazione con Oando PLC, Eni proseguirà le attività nel Paese concentrandosi sugli asset offshore operati. Eni manterrà nel proprio portafoglio anche le quote detenute negli asset operati da terzi e in Nigeria LNG.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione e il completamento di un pozzo per incrementare il livello produttivo di gas nell'area del giacimento di Obiafu nel blocco OML 61; e (ii) la perforazione e il collegamento alle facility produttive di 1 pozzo produttore e 2 pozzi iniettori nel giacimento Bonga nel blocco OML 118.
Nel corso dell'anno le attività a supporto delle popolazioni del delta del Niger, oltre al progetto Green River Project che ha sostenuto 50 cooperative agricole tramite schemi di microcredito, hanno riguardato diversi programmi d'intervento, come l'accesso all'acqua, la costruzione e il rispristino di vie di trasporto di alcune comunità dell'area, la distribuzione di borse di studio per studenti di scuola secondaria, post-secondaria e universitari.
Le attività di sviluppo delle aree produttive della SPDC joint venture (Eni 5%) hanno riguardato: (i) la perforazione e completamento con conseguente start-up di 7 pozzi produttori a olio nei campi di Ogbo e Tunu; (ii) il completamento e collegamento di 4 pozzi produttivi nell'area di Forcados Yokri; e (iii) lo start-up produttivo di un addizionale pozzo a gas nell'area di Gbaran. Inoltre, nel corso del 2023 è stata sanzionata la FID per il progetto di Epu fase 2.
Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2023 sono stati pari a circa 21 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.
Al 31 dicembre 2023 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a $10,2 miliardi, pari a €9,2 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2023, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2023 ($7,5 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti ($2,7 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €63,6 milioni. Al 31 dicembre 2023 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 584 milioni di boe.

Karachaganak Nel corso del 2023 sono proseguite le ulteriori fasi di sviluppo del giacimento Karachaganak, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori; (ii) la realizzazione di una sesta linea di iniezione; (iii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas; lo start-up è previsto nel 2024; e (iv) l'installazione di una sesta unità di compressione, ultima fase di sviluppo, sanzionata nel 2022. Lo start-up è previsto nel 2026.
Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, gli interventi continui riguardano: (i) la formazione professionale; (ii) la realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; e (iii) il supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di materiali e attrezzature ad ospedali e cliniche.
Al 31 dicembre 2023 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a $4,9 miliardi, pari a €4,4 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2023. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €224 milioni. Al 31 dicembre 2023 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 349 milioni di boe.

Resto dell'Asia

Emirati Arabi Uniti Nel marzo 2023 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con ADNOC per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione.

L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO_2 (CCS), riduzione delle emissioni di gas serra e metano, efficienza energetica, riduzione del flaring di routine e l'impegno nel Global Methane Pledge, per sostenere la sicurezza energetica globale e traguardare una transizione energetica equa.
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo dei progetti sanzionati Dalma Gas Development nella concessione offshore di Ghasha (Eni 10%) e il Umm Shaif Long-Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif e Nasr; (ii) il sanzionamento del progetto di sviluppo dei giacimenti di Hail e Ghasha nella concessione Ghasha. Sono stati assegnati due contratti per la realizzazione degli impianti di trattamento previsti dal progetto; e (iii) sono in corso di studio i programmi di sviluppo delle due recenti scoperte del 2022 nel Blocco 2 (Eni 70%, operatore).

Indonesia Nel 2023, Eni ha acquisito gli asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore del Paese. L'operazione consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso nell'area e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza offshore operata North Ganal (Eni 50,22%). Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati. Questa scoperta, unitamente alle recenti acquisizioni di Neptune e degli asset di Chevron, apre una serie di opportunità nel settore del gas naturale nel Paese, dove una grande quantità di risorse di gas sarà sviluppata sia in sinergia con gli attuali campi operati da Eni, sia attraverso un nuovo hub di produzione e facendo leva sul terminale di esportazione di GNL di Bontang, e in tal modo contribuirà a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore di West Ganal (Eni 40%, operatore). Sono state definite le attività del programma di sviluppo; (iii) le attività di upgrading delle facility di compressione gas nel blocco operato di Muara Bakau; e (iv) sono state realizzate numerose iniziative a supporto delle comunità locali sui temi di educazione primaria, accesso all'acqua ed energia rinnovabile, attività di diversificazione economica e per il rafforzamento di competenze in ambito 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 facilities 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 re-iniezione acqua.
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.
Nel 2023 è proseguito l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair, con completamento atteso nel 2024, nonché interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale alle scuole; (ii) è stata completata la costruzione di un dipartimento di medicina nucleare e di un nuovo reparto di oncologia pediatrica presso il Basra Cancer Children Hospital; e (iii) è stato completato l'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Bardjazia nell'area di Zubair e prosegue la costruzione del nuovo impianto di Al-Buradeiah a Bassora.

America

Messico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Yatzil nella licenza operata Area 7 (Eni 64%).
Sulla base del Memorandum of Understanding stipulato nel 2022 con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) sono in corso di definizione iniziative congiunte per lo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la protezione del patrimonio naturale e culturale, la diversificazione economica e per il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'inclusione.
Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato l'ultima fase di sviluppo full field della licenza operata Area 1. In particolare, le attività prevedono la costruzione ed installazione di ulteriori due piattaforme nel campo di Amoca e Tecoalli. Inoltre, sono in corso le attività di drilling per completare i pozzi previsti nel piano di sviluppo con conseguente ramp-up produttivo.
Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto del miglioramento delle condizioni di vita e dello sviluppo locale, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) ristrutturazione di edifici scolastici; (ii) attività di promozione dell'educazione primaria; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo in particolare dell'attività ittica; (iv) l'avvio di un programma a supporto dello sviluppo giovanile; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia, della protezione ambientale e nelle tematiche sociali.

Global Gas & LNG Portfolio

€3,4 mld
EBIT proforma adjusted, risultato record

50,51 mld mc
vendite di gas naturale

6,5 mld mc/a
volumi addizionali di GNL contrattualizzati in Congo, Indonesia e Qatar

garantite forniture stabili e affidabili di gas naturale ai mercati europei



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,00**	0,00	0,00
di cui: dipendenti		***0,00***	*0,00*	*0,00*
contrattisti		***0,00***	*0,00*	*0,00*
Vendite di gas naturale[b]	(miliardi di metri cubi)	**50,51**	60,52	70,45
Italia		**24,40**	30,67	36,88
Resto d'Europa		**23,84**	27,41	28,01
di cui: Importatori in Italia		***2,29***	*2,43*	*2,89*
Mercati europei		***21,55***	*24,98*	*25,12*
Resto del mondo		**2,27**	2,44	5,56
Vendite di GNL[c]		**9,6**	9,4	10,9
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**669**	870	847
di cui: all'estero		***390***	*588*	*571*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**0,69**	2,09	1,01

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati.
(b) Include vendite intercompany.
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Confermato anche nel 2023 il risultato di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 0,69 milioni di tonnellate di CO_2eq. in riduzione rispetto al 2022 per l'uscita dal perimetro di rendicontazione operato dei gasdotti TTPC e TMPC.
- Vendite di gas naturale di 50,51 miliardi di metri cubi in calo del 16,5% rispetto al 2022 (-10,01 miliardi di metri cubi), in Italia (-20%) e nei mercati europei (-14%).
- Vendite di GNL di 9,6 miliardi di metri cubi in aumento del 2,1% rispetto al 2022, principalmente in Europa.

DIVERSIFICAZIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

Al fine di assicurare una maggiore flessibilità e diversificare ulteriormente le forniture di GNL, nel corso del 2023 Eni ha sottoscritto una serie di importanti accordi.

In particolare:

- firmato in Congo un contratto di acquisto di volumi di GNL provenienti dal progetto Congo LNG fino a circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno a partire dal primo trimestre 2024. Il progetto e i relativi prelievi si articoleranno in due fasi: nella prima, l'impianto avrà una capacità di liquefazione di circa 1 miliardo di metri cubi, poi nel 2025 entrerà in produzione un secondo impianto con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi;

- firmato con Merakes LNG Sellers un contratto per l'acquisto di GNL da 0,8 miliardi di metri cubi/anno a partire da gennaio 2024 per 3 anni, che si aggiungono al contratto in essere dal 2017 con Jangkrik LNG Sellers da 1,4 miliardi di metri cubi/anno, incrementando il GNL complessivo disponibile dall'impianto di Bontang;
- firmato un contratto di lungo termine per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi di GNL/anno con QatarEnergy LNG NFE, la joint venture tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East. Il GNL sarà consegnato presso il terminale ricevente "FSRU Italia", a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026, per 27 anni. La produzione di GNL del Qatar aumenterà di 45 miliardi di metri cubi oltre agli attuali 108 miliardi di metri cubi. L'accordo amplia il portafoglio di importazioni dal Qatar, rispetto a 2,9 miliardi di metri cubi/anno che Eni importa in Europa già dal 2007.

Questi nuovi contratti GNL contribuiscono alla creazione di un portafoglio 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.

In ottica di una sempre maggiore diversificazione delle forniture di GNL e dell'estensione delle aree di cooperazione e collaborazione, ad aprile 2023, Eni e SPP, il più grande fornitore di energia della Slovacchia, hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) per la cooperazione commerciale nei settori del gas e del GNL, volto a individuare iniziative che permettano alla Slovacchia di diversificare le forniture di gas. In base all'accordo, Eni e SPP valuteranno azioni nelle aree del trading e della gestione delle capacità di rigassificazione e trasporto per garantire e rafforzare l'approvvigionamento strategico di gas naturale da utilizzare nella Repubblica Slovacca.

Relativamente all'attività di liquefazione, nel corso del 2023, sono state varate le navi "Tango" Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) ed "Excalibur" Floating Storage Unit (FSU), partite da Dubai verso le acque congolesi. La Tango FLNG, con una capacità di liquefazione di circa 1 miliardo di metri cubi di gas all'anno, è stata ancorata accanto alla Floating Storage Unit (FSU) Excalibur ed è stata avviata l'introduzione di gas presso l'impianto di liquefazione galleggiante.

Nel 2023, con l'obiettivo di proseguire il piano di consolidamento delle forniture di gas per rispondere alla crisi energetica causata dalla difficile situazione internazionale, è stato siglato un accordo con Open EP per garantire il flusso di gas alla Svizzera e all'Italia anche in caso di interruzioni o significative riduzioni dei flussi di gas dalla Germania. L'accordo favorisce l'utilizzo efficiente dell'infrastruttura svizzera di trasporto Transitgas in relazione sia ai flussi di gas dalla Francia all'Italia attraverso la Svizzera, sia alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas in Svizzera.

GAS NATURALE

Approvvigionamenti

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 50,05 miliardi di metri cubi, in riduzione di 10,54 miliardi di metri cubi, pari al 17% rispetto al 2022.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (44,34 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'89% del totale, sono diminuiti rispetto al 2022 (-12,85 miliardi di metri cubi; -23%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati in Russia (-11,04 miliardi di metri cubi), in Francia (-1,28 miliardi di metri cubi), in Egitto (-0,80 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (-0,49 miliardi di metri cubi), in Norvegia (-0,26 miliardi di metri cubi) e in Libia (-0,10 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Qatar (+0,35 miliardi di metri cubi), nei Paesi Bassi (+0,23 miliardi di metri cubi), in Algeria (+0,20 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,71 miliardi di metri cubi) registrano un aumento del 68% rispetto al periodo di confronto.

Nel 2023, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,1 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (1,8 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (0,9 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,6 miliardi di metri cubi).
I volumi di gas equity sono stati di circa 5,4 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa l'11% del totale delle disponibilità per la vendita.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**5,71**	**3,40**	**3,59**	**2,31**	**67,9**
Russia	6,16	17,20	30,21	(11,04)	(64,2)
Algeria (incluso il GNL)	12,06	11,86	10,12	0,20	1,7
Libia	2,52	2,62	3,18	(0,10)	(3,8)
Paesi Bassi	1,62	1,39	1,41	0,23	16,5
Norvegia	6,49	6,75	7,52	(0,26)	(3,9)
Regno Unito	1,42	1,91	2,65	(0,49)	(25,7)
Indonesia (GNL)	1,56	1,36	1,81	0,20	14,7
Qatar (GNL)	2,91	2,56	2,30	0,35	13,7
Altri acquisti di gas naturale	5,89	8,11	2,39	(2,22)	(27,4)
Altri acquisti di GNL	3,71	3,43	5,80	0,28	8,2
ESTERO	**44,34**	**57,19**	**67,39**	**(12,85)**	**(22,5)**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**50,05**	**60,59**	**70,98**	**(10,54)**	**(17,4)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,54	0,00	(0,86)	0,54	
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,08)	(0,07)	(0,04)	(0,01)	(14,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**50,51**	**60,52**	**70,08**	**(10,01)**	**(16,5)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**0,00**	**0,00**	**0,37**	**0,00**	
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**50,51**	**60,52**	**70,45**	**(10,01)**	**(16,5)**

Vendite

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato dalla riduzione dei consumi causata dalle condizioni climatiche particolarmente miti, che ha impattato negativamente i consumi del settore civile, dalla debolezza della domanda elettrica, nonché dal recupero del settore idroelettrico e nucleare che hanno determinato un diverso mix dei consumi. In tale scenario, la domanda di gas ha evidenziato un decremento rispetto al 2022 di circa il 10% nei consumi nazionali e di circa l'8% nell'Unione Europea. Le vendite di gas naturale di 50,51 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno registrato una riduzione di 10,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al 16,5% principalmente a seguito delle minori vendite in Italia, in Europa e nei mercati extraeuropei.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**50,51**	**60,52**	**69,99**	**(10,01)**	**(16,5)**
Italia (inclusi autoconsumi)	24,40	30,67	36,88	(6,27)	(20,4)
Resto d'Europa	23,84	27,41	27,69	(3,57)	(13,0)
Extra Europa	2,27	2,44	5,42	(0,17)	(7,0)
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**0,00**	**0,00**	**0,46**	**0,00**	
Resto d'Europa	0,00	0,00	0,32	0,00	
Extra Europa	0,00	0,00	0,14	0,00	
TOTALE VENDITE GAS	**50,51**	**60,52**	**70,45**	**(10,01)**	**(16,5)**

Le vendite in Italia pari a 24,40 miliardi di metri cubi sono in riduzione di 6,27 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati in tutti i segmenti di business, in particolare all'hub e presso il settore grossisti e industriale. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,29 miliardi di metri cubi; -0,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2022) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 21,55 miliardi di metri cubi in riduzione di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2022.

Le vendite nei mercati extraeuropei pari a 2,27 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 7% rispetto al 2022 (-0,17 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**24,40**	**30,67**	**36,88**	**(6,27)**	**(20,4)**
Grossisti	10,71	12,22	13,37	(1,51)	(12,4)
PSV e borsa	6,28	9,31	12,13	(3,03)	(32,5)
Industriali	1,50	2,89	4,07	(1,39)	(48,1)
Termoelettrici	0,52	0,83	0,94	(0,31)	(37,3)
Autoconsumi	5,39	5,42	6,37	(0,03)	(0,6)
VENDITE INTERNAZIONALI	**26,11**	**29,85**	**33,57**	**(3,74)**	**(12,5)**
Resto d'Europa	**23,84**	**27,41**	**28,01**	**(3,57)**	**(13,0)**
Importatori in Italia	2,29	2,43	2,89	(0,14)	(5,8)
Mercati europei:	21,55	24,98	25,12	(3,43)	(13,7)
Penisola Iberica	*2,75*	*3,93*	*3,75*	*(1,18)*	*(30,0)*
Germania/Austria	*3,35*	*3,58*	*0,69*	*(0,23)*	*(6,4)*
Benelux	*3,75*	*4,24*	*3,47*	*(0,49)*	*(11,6)*
Regno Unito	*1,42*	*1,92*	*2,65*	*(0,50)*	*(26,0)*
Turchia	*6,90*	*7,62*	*8,50*	*(0,72)*	*(9,4)*
Francia	*3,31*	*3,62*	*5,80*	*(0,31)*	*(8,6)*
Altro	*0,07*	*0,07*	*0,26*		
Mercati extra europei	**2,27**	**2,44**	**5,56**	**(0,17)**	**(7,0)**
TOTALE VENDITE GAS	**50,51**	**60,52**	**70,45**	**(10,01)**	**(16,5)**

GNL

VENDITE DI GNL

(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Europa	7,3	7,0	5,4	0,3	4,3
Extra Europa	2,3	2,4	5,5	(0,1)	(4,2)
TOTALE VENDITE GNL	**9,6**	**9,4**	**10,9**	**0,2**	**2,1**

Le vendite di GNL (9,6 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 2,1% rispetto al 2022. Nel 2023 le principali fonti di approvvigionamento GNL sono state il Qatar, la Nigeria, l'Indonesia e l'Egitto.

Trasporto internazionale

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. I principali gasdotti sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 516 chilometri; infine (iv) il gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero (774 chilometri).

CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock

accordo di principio
con il governo britannico sul modello economico del progetto
HyNet CCS

aggiudicata una licenza
di **carbon storage**
per il giacimento esaurito
di **Hewett operato da Eni**

hub CCS Ravenna - progetto Callisto inserito nell'elenco europeo dei progetti di interesse comune

nuove iniziative
agri-feedstock
in Kenya, Congo, Costa d'Avorio, Italia e Mozambico



Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che traguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. Uno dei driver del nostro percorso di decarbonizzazione è costituito dalle tecnologie proprietarie, maturate nell'ambito dei business tradizionali, applicate ai progetti in ambito CCUS e dallo sviluppo di modelli innovativi e distintivi legati alle iniziative di agri business e in ambito di carbon offset.

PROGETTI CCUS

Nell'ambito della cattura e stoccaggio di CO_2, il modello distintivo di Eni si basa sulle competenze e sulle tecnologie di giacimento maturate nell'ambito delle attività di stoccaggio del gas realizzate in passato, in sinergia con il riutilizzo dei campi a gas esauriti o in via di esaurimento e con il riutilizzo parziale delle infrastrutture esistenti.
Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO_2 di oltre 15 milioni di tonnellate/anno prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 milioni di tonnellate/anno dopo il 2030. Il portafoglio dei progetti Eni di CCUS è ampio e si articola su diversi Paesi.
In Italia, il progetto Ravenna CCS è in corso di sviluppo congiuntamente con Snam, attraverso una joint venture paritetica. In particolare, il progetto prevede una Fase 1 con start-up nel corso del secondo trimestre 2024 e una Fase 2 a maggiore scala industriale con avvio iniezione CO_2 prevista nella seconda metà del decennio. Nella Fase 1 circa 25.000 tonnellate/anno di anidride carbonica saranno catturate dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti a Ravenna per poi essere trasportate fino ad una piattaforma offshore dell'Adriatico ed infine iniettate nel giacimento a gas esaurito di Porto Corsini Mare Ovest, operato da Eni. La Fase 2 prevede un volume di iniezione, di CO_2 di circa 4 milioni di tonnellate/anno entro il 2030 per abbattere le emissioni di CO_2, provenienti sia da siti Eni sia da soggetti terzi. La riconversione a siti di stoccaggio di CO_2 dei giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico e il riutilizzo di una parte delle infrastrutture esistenti, permetteranno di offrire costi di stoccaggio CO_2 molto competitivi. Nel novembre 2023, il progetto Ravenna CCS Fase 2 è stato inserito nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comunitario (Progetti PCI) come infrastruttura di trasporto e stoccaggio CO_2 nell'ambito del progetto integrato Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean CO_2 Network, sviluppato in collaborazione con Air Liquide. Il progetto Callisto prevede lo stoccaggio nell'hub CCS di Ravenna della CO_2 proveniente da aree industriali hard-to-abate italiane a partire da quella di Ravenna e Ferrara, e da quella di Marseille Fos, in Francia, promuovendo pertanto la creazione di una catena del valore della CCS nell'Europa meridionale e nel bacino del Mediterraneo.
Nel Regno Unito, due sono i progetti Eni in corso di sviluppo e riguardano l'hub di stoccaggio CCS di HyNet North West e l'hub di Bacton Thames Net Zero. I due progetti contribuiranno in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Governo inglese che prevedono per la CCS la cattura e stoccaggio di 20-30 milioni di tonnellate/anno al 2030.
Il progetto integrato HyNet North West ha l'obiettivo di decarbonizzare i distretti industriali dell'area nord-occidentale dell'Inghilterra e del Galles settentrionale attraverso la cattura il trasporto e lo stoccaggio della CO_2 emessa dalle esistenti attività industriali "hard-to-abate" locali e dalla futura produzione di idrogeno a basso impatto carbonico. Nell'ambito del progetto, Eni è l'operatore per le attività di trasporto e lo stoccaggio della CO_2 e allo scopo convertirà e riutilizzerà i propri giacimenti di gas offshore esauriti e parte delle esistenti infrastrutture presenti nella baia di Liverpool. Il progetto è stato selezionato dal Governo britannico come uno dei due progetti prioritari (in "Track 1") e l'avvio è previsto nella seconda metà del decennio con un volume di CO_2 iniettato 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.
A marzo 2023 le autorità del Regno Unito (Department for Energy Security and Net Zero - DESNZ) hanno selezionato 8 progetti di cattura prioritari di CO_2 che potranno accedere ai fondi stanziati dal Governo inglese per sostenere le iniziative CCS. Di questi 8 progetti ben 5 afferiscono ad emettitori del Consorzio HyNet North West per un volume complessivo di emissioni di CO_2 stoccata di 3 milioni di tonnellate per anno.
Ad ottobre del 2023 sono stati finalizzati con le autorità del Regno Unito (Department for Energy Security and Net Zero - DESNZ) gli "Head of Terms" del modello di business per il Trasporto e Stoccaggio (T&S) della CO_2 di HyNet. La finalizzazione degli Accordi Definitivi e il conseguente rilascio della licenza commerciale T&S è prevista entro il 2024.
Infine, nel dicembre 2023, DESNZ ha avviato il processo "Track 1 Expansion" con l'obiettivo di selezionare, nella seconda parte del 2024, ulteriori progetti di cattura della CO_2 da collegare al solo cluster di HyNet entro il 2030 in modo da saturare la capacità di stoccaggio di 4,5 milioni di tonnellate all'anno previsti nella prima fase di sviluppo ed identificare i potenziali emettitori a supporto per la futura espansione dei volumi di stoccaggio di HyNet dopo il 2030.

Il progetto Bacton Thames Net Zero, che prevede lo stoccaggio di CO_2 nei giacimenti gas depletati di Hewett, è stato lanciato da Eni nel novembre del 2022 con l'Accordo di Cooperazione "Bacton Thames Net Zero" nel quale sono stati coinvolti 13 partner industriali di settori hard-to-abate. Nell'ambito dell'Accordo Eni agisce sia come operatore T&S sia a supporto degli emettitori industriali. Il progetto è strategicamente posizionato per contribuire alla decarbonizzazione dell'area sud-orientale del Regno Unito e dell'area industriale di Londra, nonché per contribuire alla decarbonizzazione dei siti industriali europei.
In Agosto 2023 l'Autorità britannica NSTA (North Sea Transition Authority) ha assegnato ad Eni UK una licenza esplorativa per lo stoccaggio di CO_2 nel giacimento a gas depletato di Hewett, nell'offshore dell'area di Bacton.
Lo start-up del progetto è previsto ad oggi entro il 2030 con una capacità di stoccaggio di CO_2 che in una prima fase di sviluppo sarà pari a circa 5 milioni di tonnellate/anno con possibilità di espansione fino a 10 milioni di tonnellate/anno.

Infine, si aggiungono al portafoglio delle iniziative CCS altri progetti riguardanti la gestione della CO_2 associata alle produzioni Upstream in fase di sviluppo in Libia e di studio in Australia e Emirati Arabi Uniti.

INIZIATIVE AGRI-FEEDSTOCK

Il modello Eni di sviluppo delle iniziative agri-feedstock rappresenta un elemento distintivo di integrazione verticale della filiera dei biocarburanti, per la fornitura di olio vegetale a partire da materie prime prodotte dalla coltivazione di terreni degradati e dalla valorizzazione di scarti e residui della filiera agroindustriale e forestale. Questo modello, con 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, positive ricadute sull'occupazione e sullo sviluppo locale.
In tale contesto, Eni ha finalizzato accordi con le Autorità e diverse controparti in Kenya, Congo, Costa d'Avorio, Angola, Rwanda, Mozambico, Guinea Bissau, Italia, Kazakhstan e Vietnam.
Secondo il modello, la produzione è interamente demandata agli agricoltori locali, che coltivano la propria terra, o derivante dalla raccolta di scarti e residui di lavorazioni agro-industriali. Eni lavora le materie prime ricevute per la produzione di olio vegetale, attraverso la realizzazione di impianti di lavorazione (agri-hub) o utilizzando quelli esistenti di terzi, a seconda della maturità industriale del Paese di produzione.
I sottoprodotti di lavorazione dell'olio vegetale vengono a loro volta recuperati e trasformati in mangimi e fertilizzanti, con importanti ricadute sulla sicurezza alimentare dei territori coinvolti.
Le iniziative Eni agri-feedstock consentono ricadute e benefici significativi in termini ambientali e socio-economici. Esse puntano a promuovere, da un lato, la rigenerazione di un milione di ettari di terreni abbandonati e degradati, anche attraverso il supporto dato agli agricoltori, con sementi di prima qualità, input agricoli e adozione di migliori pratiche agricole, dall'altro lo sviluppo locale, attraverso creazione di posti di lavoro, nuove opportunità di accesso al mercato, reddito addizionale e formazione.

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).

Si riportano i principali obbiettivi raggiunti nel corso del 2023 nell'ambito di tali iniziative: (i) in Kenya, è stato inaugurato un secondo agri-hub che permette di raggiugere una capacità di 70 mila tonnellate di olio vegetale all'anno. Ad oggi sono stati coinvolti circa 80 mila agricoltori, con una superficie coltivata nel 2023 superiore a 40 mila ettari; (ii) in Congo, dove Eni ha realizzato il primo agri-hub, con una capacità di 30 mila tonnellate per anno, le iniziative agri-feedstock puntano allo sviluppo di un'agricoltura familiare, per facilitare il trasferimento di competenze e know-how, e contribuire concretamente allo sviluppo di conoscenze sul territorio, non soltanto per il settore agroindustriale ma anche per quello alimentare; (iii) in Costa d'Avorio, le iniziative agri-feedstock fanno leva sulla valorizzazione degli scarti agricoli e forestali, come ad esempio i semi di caucciù, provenienti dalle piantagioni già presenti nel Paese. La prima produzione di olio vegetale è stata ottenuta nell'ottobre 2023; (iv) in Mozambico, Eni ha realizzato alcuni progetti pilota promuovendo la coltivazione di ricino con piccoli agricoltori e la valorizzazione di residui agroindustriali. Nel corso dell'anno è stata ottenuta la prima produzione di olio vegetale, grazie all'utilizzo di un impianto esistente di terzi; e (v) in Italia, è proseguito il progetto nell'ambito della partnership con Bonifiche Ferraresi, per la coltivazione di colture energetiche in rotazione e cover crop.

Le altre iniziative riguardano l'Angola, dove sono iniziate le coltivazioni su campi pilota coinvolgendo piccoli agricoltori e realtà agroindustriali locali, in Ruanda, dove sono in corso iniziative ad alto valore aggiunto e condivisione di know-how, per la produzione di sementi di qualità da destinare alle iniziative agri-feedstock Eni in altri Paesi africani, ed in Vietnam, dove sono state avviate nuove collaborazioni ed attività pilota per la valorizzazione dei residui del caucciù.
Inoltre, il 2023 ha visto anche la continuazione di iniziative di formazione nei Paesi africani legate al settore agri-feedstock, che coinvolgono in maniera trasversale agricoltori, start-up e stakeholder locali. In tale cornice, Eni ha continuato la collaborazione con l'Agenzia per le Energie Rinnovabili delle Nazioni Unite (IRENA), per facilitare il dialogo e la condivisione delle esperienze sull'accelerazione della transizione energetica e sullo sviluppo delle energie rinnovabili, ed ha dato vita ad una nuova collaborazione con l'Organizzazione Internazionale per il Lavoro (ILO), per migliorare la sicurezza e la salute sul lavoro dei piccoli agricoltori coinvolti nelle iniziative agroindustriali di Eni in Kenya e in Costa d'Avorio.

INIZIATIVE DI CARBON OFFSET

Tali iniziative permetteranno di disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare emissioni residue per un volume inferiore ai 25 milioni di tonnellate di CO_2 nel 2050.

NATURAL CLIMATE SOLUTIONS

Nell'ambito delle soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS), dal 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici. Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO_2. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite. A tale scopo, Eni ha costruito nel tempo una solida rete di accordi con sviluppatori internazionali di progetti REDD+. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di monitorare lo sviluppo e l'implementazione dei progetti d'interesse, nell'ottica di verificarne l'aderenza allo schema REDD+ e l'applicazione degli standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard - VCS) con risultati socio-ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards - CCB).

Le principali iniziative di protezione e conservazione delle foreste sostenute da Eni sono: Luangwa Community Forest Project (LCFP), Lower Zambezi REDD+ Project (LZRP) e Kafue in Zambia, Kulera in Malawi, Ntakata Mountains e Makame in Tanzania, Mai Ndombe in Repubblica Democratica del Congo, Limpopo REDD+ Project in Mozambico e Amigos de Calakmul in Messico. Nel 2023 questi progetti hanno consegnato a Eni crediti equivalenti a circa 3,3 milioni di tonnellate di CO_2.

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

PROGETTI TECNOLOGICI

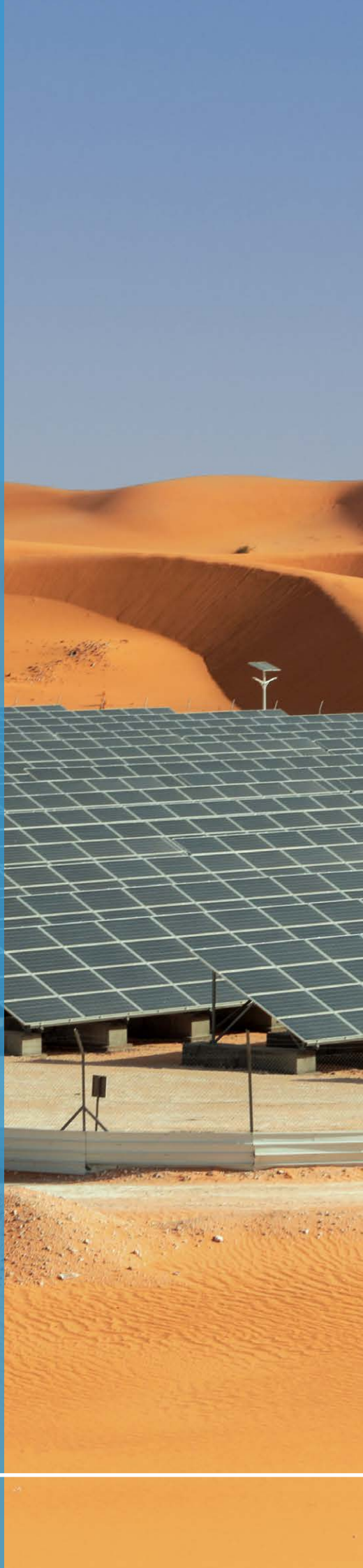
L'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti rappresenta un'ulteriore leva di compensazione delle emissioni residue.

In particolare, Eni ha avviato progetti che promuovono l'introduzione di sistemi di clean cooking che garantiscono una riduzione di oltre il 60% della biomassa legnosa utilizzata dalle famiglie con l'obiettivo di migliorare le condizioni di salute e di promuovere la conservazione delle foreste. Il programma è stato avviato in Costa d'Avorio, Congo, Mozambico, Angola e Ruanda ed è in corso di valutazione l'espansione in altri Paesi dell'Africa Sub-Sahariana e Asia. 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. A tale scopo particolare attenzione è rivolta allo sviluppo di soluzioni locali sia per la produzione dei fornelli, sia per la successiva distribuzione. In particolare, in: (i) Mozambico, nel 2023 sono stati lanciati due nuovi progetti che complessivamente serviranno 300.000 famiglie nella periferia di Maputo e in due provincie centrali del Paese; (ii) Costa d'Avorio, è iniziata la distribuzione di fornelli migliorati nel 2022, distribuendone 60.000 a fine 2023. I fornelli migliorati sono prodotti interamente da una start-up ivoriana accompagnata da Eni nel miglioramento ed industrializzazione della produzione. Il target è di raggiungere nei prossimi 7 anni almeno 450.000 famiglie con l'apertura di un polo produttivo nel centro e nella parte occidentale del Paese; (iii) Congo è stato avviato il progetto nel 2023, che porterà in 6 anni alla copertura della totalità delle esigenze della popolazione delle due principali città di Brazzaville e di Pointe Noire; (iv) Angola è stato avviato il progetto per distribuire 200.000 fornelli migliorati nelle cinque provincie di Luanda, Benguela, Huambo, Cuanza Norte e Cuanza Sul; e (v) Ruanda è stato avviato un progetto per la distribuzione di 250.000 fornelli migliorati partendo dal distretto di Nyagatare.

ENERGY EVOLUTION

ANDAMENTO OPERATIVO

Enilive, Refining e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali





Enilive, Refining e Chimica

€1,0 mld
EBIT proforma adjusted del settore

1,65 mln ton/a
capacità di bioraffinazione

Enilive secondo produttore di HVO in Europa

€1 mld
Enilive EBITDA proforma adjusted

completata da parte di Versalis l'acquisizione di Novamont



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,75**	0,81	0,80
di cui: dipendenti		***0,96***	*0,95*	*1,13*
contrattisti		***0,50***	*0,69*	*0,49*
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	**866**	543	665
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	**1,65**	1,10	1,10
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie[b]	(%)	**72**	58	65
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale		**47**	42	49
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		**77**	79	76
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	**7,51**	7,50	7,23
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	**5.267**	5.243	5.314
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	**1.645**	1.587	1.521
Grado di efficienza della rete	(%)	**1,19**	1,20	1,19
Produzione di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	**5.663**	6.856	8.496
Vendite di prodotti chimici		**3.117**	3.752	4.471
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	**51**	59	66
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**14.092**	13.132	13.072
di cui all'estero		***4.257***	*4.146*	*4.044*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**5,69**	6,00	6,72
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di tonnellate)	**232**	233	228

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati.
(b) Per il 2023 e 2022 il tasso è calcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,75) in miglioramento rispetto al 2022, per la riduzione degli infortuni occorsi al personale contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) in riduzione (-5%) rispetto al 2022, grazie principalmente al settore della chimica, a seguito del nuovo assetto di Porto Marghera.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) delle raffinerie sostanzialmente stabili rispetto al 2022.
- Lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa di 18,88 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea al 2022.
- Volumi di lavorazione di materie prime bio (0,87 milioni di tonnellate, +59,5% rispetto al 2022) beneficiano principalmente del contributo dell'acquisizione della bioraffineria di St. Bernard presso Chalmette in Louisiana (USA).
- Vendite sulla rete in Italia (5,32 milioni di tonnellate) sostanzialmente invariate rispetto al 2022: i minori volumi venduti di gasolio sono stati compensati dalle maggiori vendite di benzina. Quota di mercato pari a 21,4% (21,7% nel 2022).
- Vendite di prodotti chimici di 3,12 milioni di tonnellate in calo del 16,9%, principalmente nei segmenti delle olefine, dei derivati e degli aromatici.

SVILUPPO DEL MODELLO DI BUSINESS INTEGRATO

Nel 2023 costituita la società Enilive, impegnata nelle attività di bioraffinazione, nella produzione di biometano, nelle soluzioni di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e nella commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità. Attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa, Enilive ha l'obiettivo di fornire servizi e prodotti progressivamente decarbonizzati per la transizione energetica, accelerando il percorso verso la riduzione delle emissioni lungo il loro intero ciclo di vita. L'ampia offerta di prodotti è realizzata in diversi impianti, tra cui le bioraffinerie a Venezia, Gela e in Louisiana negli Stati Uniti d'America, nonché 22 impianti per la produzione di biometano in Italia, oltre ai progetti relativi a nuove bioraffinerie in Italia e nel Sud-est asiatico.

SVILUPPI NEL BUSINESS DELLA BIORAFFINAZIONE

In linea con la strategia di decarbonizzazione e con il piano di trasformazione delle raffinerie tradizionali, nel 2023 attraverso accordi e partnership sono stati raggiunti importanti risultati. In particolare:

- finalizzata la joint venture paritetica tra Enilive e PBF Energy Inc. (PBF) in St. Bernard Renewables LLC (SBR), bioraffineria operativa co-locata con la Raffineria di Chalmette in Louisiana (USA). La bioraffineria è entrata in esercizio con una capacità complessiva di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime con capacità di pretrattamento complete. Nel secondo semestre 2023 sono state lavorate 204 mila tonnellate di prodotto;
- sottoscritto con LG Chem un accordo di joint venture che rappresenta un ulteriore passo verso la decisione finale di investimento per il progetto di una nuova bioraffineria in Corea del Sud. L'obiettivo è di completare l'impianto entro il 2026 e di trattare circa 400.000 tonnellate di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni per rendere disponibili diversi prodotti, tra cui il Sustainable Aviation Fuel, il biocarburante HVO-Diesel e la HVO-Nafta. La decisione finale d'investimento è prevista entro il 2024;
- avviata una collaborazione tra Eni, Petronas ed Euglena per valutare la fattibilità economica di costruzione e gestione di una bioraffineria in Malesia nel Pengerang Integrated Complex (PIC). La capacità di lavorazione attesa della bioraffineria è di circa 650 mila tonnellate l'anno con una capacità produttiva prevista fino a 12.500 barili al giorno di biocarburante lavorati a partire da materie prime che non sono in competizione con la filiera alimentare;
- confermata la decisione per la realizzazione di una terza bioraffineria in Italia a Livorno dotata di una capacità di 500 mila tonnellate/anno. Il progetto, in attesa del completamento dell'iter autorizzativo, prevede la costruzione di un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. Il completamento e l'avvio sono previsti entro il 2026;
- firmato un accordo con Saipem finalizzato allo studio e all'eventuale realizzazione di impianti per la produzione di biojet, carburante sostenibile per l'aviazione, e del biocarburante HVO-Diesel, prodotti al 100% da materie prime rinnovabili.

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, un biocarburante che viene prodotto da materie prime di scarto e residui vegetali e da olii generati da colture non in competizione con la filiera alimentare, sono stati raggiunti importanti accordi con diversi partner. In particolare:

- nell'ambito del percorso finalizzato alla decarbonizzazione dei trasporti e della mobilità, Enilive e il Gruppo Spinelli, leader nel settore della logistica integrata, hanno sottoscritto un contratto biennale per alimentare la flotta del Gruppo Spinelli con HVOlution. La fornitura del biocarburante al Gruppo Spinelli è resa possibile dalla rete dei punti vendita Enilive;
- Eni ha firmato con RINA, multinazionale di ispezione, certificazione e consulenza ingegneristica, un importante accordo per sviluppare l'utilizzo nel settore navale di biocarburante HVO prodotto da Eni nelle bioraffinerie di Venezia e Gela e di altri vettori energetici; l'accordo prevede inoltre di avviare iniziative per la riduzione delle emissioni di CO_2 lungo tutta la catena del valore;
- per lo sviluppo dei progetti di decarbonizzazione del trasporto aereo, Kenya Airways ha effettuato il suo primo volo con il SAF di Enilive. Il carburante convenzionale JetA1 è miscelato con Eni Biojet prodotto dalla raffineria di Livorno attraverso la distillazione delle bio-componenti prodotte nella bioraffineria di Gela;
- Enilive ha sottoscritto un accordo per la fornitura e utilizzo di HVOlution verso il Gruppo Azimut-Benetti. Si tratta del primo accordo relativo all'industria dello yachting finalizzato alla decarbonizzazione del settore della nautica da diporto;
- infine, firmata una Lettera d'Intenti tra Enilive e Ryanair per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione in alcuni aeroporti in Italia in cui opera la compagnia aerea. Questo accordo consentirà a Ryanair di avere accesso a fino a 100.000 tonnellate di Sustainable Aviation Fuel (SAF) tra il 2025 e il 2030.

SMART MOBILITY

In linea con la strategia di Enilive di incrementare i servizi offerti alla propria clientela, il servizio di car sharing "Enjoy" già attivo in modalità free floating nelle città di Milano, Roma, Torino, Bologna e Firenze, da novembre 2023, è stato esteso alla città di Padova con modalità Enjoy Point che prevede l'attivazione e termine del noleggio presso i punti vendita dedicati.

A settembre 2023, è stata inaugurata la prima stazione di servizio ALT Stazione del Gusto a Roma, il primo ristorante di Enilive in collaborazione con Accademia Niko Romito. Enilive conferma l'impegno nel proseguire il percorso di rinnovo e ampliamento dell'offerta di servizi nella rete dei suoi oltre 5.000 punti vendita in Europa, trasformando le stazioni Eni in "mobility point" in grado di soddisfare un numero sempre maggiore di esigenze delle persone in movimento. La partnership prevede un piano di sviluppo anche tramite franchising con l'obiettivo di raggiungere 100 aperture nel prossimo quadriennio.

TRANSIZIONE ENERGETICA E SOSTENIBILITÀ

Sottoscritto con ADNOC un Memorandum of Understanding (MoU) che delinea un quadro di cooperazione per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione. Con questo accordo, Eni e ADNOC esploreranno potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO_2 (CCS), riduzione delle emissioni di gas serra e metano, efficienza energetica, riduzione del flaring di routine e l'impegno nel Global Methane Pledge, per sostenere la sicurezza energetica globale e traguardare una transizione energetica equa. Inoltre, valuteranno aree di cooperazione per lo sviluppo sostenibile e la promozione di una cultura della sostenibilità all'interno dell'industria energetica e dei suoi stakeholder.
Nell'ambito dei progetti volti a rafforzare l'aggregazione territoriale, la formazione universitaria e l'imprenditoria giovanile, è stato definito il contratto tra Bioraffineria di Gela e Comune di Gela per l'avvio del Centro polifunzionale Macchitella Lab.

INIZIATIVE DI ECONOMIA CIRCOLARE E CHIMICA DA FONTI RINNOVABILI

Al fine di accelerare la strategia di Versalis nella direzione della chimica da fonti rinnovabili, è stato perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario. Novamont, società attiva all'estero con sede in Germania, Francia, Spagna e Stati Uniti e che ha una rete di distributori in oltre 40 Paesi in tutto il mondo, è leader mondiale nella produzione di bioplastiche e nello sviluppo di biochemical e bioprodotti attraverso l'integrazione di chimica, ambiente e agricoltura.

In linea con il percorso di transizione verso un'economia circolare, finalizzata una collaborazione tra Versalis e Technip Energies per integrare le rispettive tecnologie Hoop® di Versalis e di purificazione Pure.rOilTM e Pure.rGasTM di T.EN per il riciclo chimico avanzato dei rifiuti plastici. Inoltre, nello stabilimento di Mantova è stata avviata la costruzione dell'impianto demo di Hoop®, la tecnologia proprietaria per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista. L'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop® di Mantova avrà la capacità di gestire 6 mila tonnellate di materia prima seconda, ed è previsto sia avviato a fine 2024.

Finalizzata una partnership con il Gruppo Flo che permetterà di sfruttare un nuovo sistema di riciclo: R-Hybrid, il primo bicchiere per distribuzione automatica realizzato con polistirene riciclato da post consumo.

Nell'ambito dei progetti volti allo sviluppo di prodotti da materie prime rinnovabili per la nautica, è stata avviata una collaborazione con il Gruppo Boero per lo sviluppo di prodotti destinati al mercato della nautica realizzati con materie prime rinnovabili.

ENILIVE E REFINING

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2023 sono state acquistate 19,08 milioni di tonnellate di petrolio (19,15 milioni di tonnellate nel 2022) di cui 4,57 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 11,29 milioni di tonnellate sul mercato spot e 3,22 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 28% dall'Asia Centrale, 19% dal Medio Oriente, 14% dall'Africa Settentrionale, 9% dall'Italia, 7% dal Mare del Nord, 5% dall'Africa Occidentale, e 18% da altre.

ACQUISTI

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	4,57	5,02	3,85	(0,45)	(9,1)
Altri greggi	14,51	14,13	15,00	0,38	2,7
Totale acquisti di greggi	**19,08**	**19,15**	**18,85**	**(0,07)**	**(0,4)**
Acquisti di semilavorati	0,21	0,07	0,26	0,14	197,1
Acquisti di prodotti	10,79	10,66	10,66	0,13	1,2
TOTALE ACQUISTI	**30,08**	**29,88**	**29,77**	**0,20**	**0,7**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,32)	(0,31)	(0,31)	(0,01)	(1,6)
Altre variazioni[a]	(1,48)	(1,57)	(0,89)	0,09	5,9
TOTALE DISPONIBILITÀ	**28,28**	**28,00**	**28,57**	**0,28**	**1,0**

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

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2023 ammontano a 18,88 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2022: il calo registrato in Germania è stato compensato dai maggiori volumi processati presso le raffinerie in Italia.

In Italia i volumi processati pari a 16,88 milioni di tonnellate sono in aumento rispetto al 2022 (+4,7%): le maggiori lavorazioni in particolare presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo, a seguito di iniziative di ottimizzazione, sono state parzialmente bilanciate dalle minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno.

Nel resto d'Europa le lavorazioni in conto proprio di 2 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 0,73 milioni tonnellate (-26,6%) a seguito di indisponibilità degli impianti presso la raffineria di Bayernoil.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 13,31 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2022 (pari a 13,25 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 77%.

Il 24,4% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in riduzione rispetto al 2022 (26,8%).

Bioraffinazione

I volumi di bio-feedstock processati sono pari a 866 mila tonnellate in aumento del 59,5% rispetto al 2022 (+323 mila tonnellate) beneficiando del contributo di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.

Nel 2023, la lavorazione dell'olio di palma è stata completamente sostituita da cariche alternative grazie ad una strategia di supply mirata ed all'impianto BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che ha consentito di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.

Nel 2023 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per 635 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in aumento del 48% rispetto al 2022, grazie al contributo di Chalmette.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	13,31	13,25	14,01	0,06	0,5
Lavorazioni in conto terzi	(1,32)	(1,70)	(1,71)	0,38	22,4
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,89	4,57	4,21	0,32	7,0
Lavorazioni in conto proprio	**16,88**	**16,12**	**16,51**	**0,76**	**4,7**
Consumi e perdite	(1,17)	(1,11)	(1,11)	(0,06)	(5,4)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**15,71**	**15,01**	**15,40**	**0,70**	**4,7**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,03	7,02	7,38	0,01	0,1
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,43)	(0,40)	(0,67)	(0,03)	(7,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,31)	(0,31)	(0,31)	(0,00)	(0,0)
Prodotti venduti	**22,00**	**21,32**	**21,80**	**0,68**	**3,2**
Totale lavorazioni bio	**0,87**	**0,54**	**0,67**	**0,32**	**59,5**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,00	2,72	2,27	(0,72)	(26,5)
Consumi e perdite	(0,17)	(0,19)	(0,18)	0,02	10,5
Prodotti disponibili da lavorazioni	**1,83**	**2,53**	**2,09**	**(0,70)**	**(27,7)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,75	3,54	3,41	0,21	5,9
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,43	0,40	0,67	0,03	7,5
Prodotti venduti	**6,01**	**6,47**	**6,17**	**(0,46)**	**(7,1)**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**18,88**	**18,84**	**18,78**	**0,04**	**0,2**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*4,57*	*5,02*	*3,86*	*(0,45)*	*(9,0)*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**28,01**	**27,79**	**27,97**	**0,22**	**0,8**
Vendite di greggi	**0,27**	**0,21**	**0,60**	**0,06**	**28,6**
TOTALE VENDITE	**28,28**	**28,00**	**28,57**	**0,28**	**1,0**

Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (28,01 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,22 milioni di tonnellate rispetto al 2022, pari a circa l'1%.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Rete	5,32	5,38	5,12	(0,06)	(1,1)
Extrarete	6,45	6,19	6,02	0,26	4,2
Petrolchimica	0,44	0,39	0,52	0,05	12,8
Altre vendite	9,79	9,36	10,14	0,42	4,6
Vendite in Italia	**22,00**	**21,32**	**21,80**	**0,68**	**3,2**
Rete resto d'Europa	2,19	2,12	2,11	0,07	3,3
Extrarete resto d'Europa	1,94	2,44	2,19	(0,50)	(20,5)
Extrarete mercati extraeuropei	0,53	0,52	0,52	0,01	1,9
Altre vendite	1,35	1,39	1,35	(0,04)	(3,1)
Vendite all'estero	**6,01**	**6,47**	**6,17**	**(0,46)**	**(7,2)**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**28,01**	**27,79**	**27,97**	**0,22**	**0,8**

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,32 milioni di tonnellate) sono in leggera diminuzione rispetto al 2022 (5,38 milioni di tonnellate, -1,1%) a causa di minori volumi di gasolio commercializzati in parte compensati dalle maggiori vendite di benzina. L'erogato medio (1.479 mila litri) è aumentato di 34 mila litri rispetto al 2022 (1.445 mila litri). La quota di mercato media del 2023 è del 21,4% in diminuzione rispetto al 2022 (21,7%).

Al 31 dicembre 2023 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.976 stazioni di servizio con una riduzione di 27 unità rispetto al 31 dicembre 2022 (4.003 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-23 unità) delle minori concessioni autostradali (-3 unità), del saldo negativo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (-1 unità).

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Italia	**11,77**	**11,57**	**11,14**	**0,21**	**1,8**
Vendite rete	**5,32**	**5,38**	**5,12**	**(0,06)**	**(1,1)**
Benzina	1,55	1,49	1,38	0,06	3,9
Gasolio	3,41	3,54	3,38	(0,13)	(3,6)
GPL	0,31	0,32	0,31	(0,01)	(1,9)
Altri prodotti	0,05	0,03	0,05	0,02	53,3
Vendite extrarete	**6,45**	**6,19**	**6,02**	**0,27**	**4,2**
Gasolio	3,02	3,04	3,11	(0,02)	(0,6)
Oli combustibili	0,03	0,04	0,03	(0,01)	(32,5)
GPL	0,15	0,16	0,17	(0,01)	(5,6)
Benzina	0,43	0,43	0,34	(0,00)	(0,2)
Lubrificanti	0,05	0,05	0,08	0,00	8,9
Bunker	0,45	0,48	0,59	(0,03)	(6,2)
Jet fuel	1,79	1,50	0,92	0,29	19,5
Altri prodotti	0,53	0,49	0,78	0,04	9,0
Estero (rete + extrarete)	**4,66**	**5,08**	**4,82**	**(0,42)**	**(8,3)**
Benzina	1,13	1,11	1,06	0,02	2,2
Gasolio	2,48	2,92	2,78	(0,44)	(15,0)
Jet fuel	0,18	0,11	0,07	0,07	65,5
Oli combustibili	0,10	0,13	0,08	(0,03)	(25,4)
Lubrificanti	0,09	0,08	0,11	0,01	15,0
GPL	0,54	0,53	0,53	0,01	1,1
Altri prodotti	0,14	0,20	0,19	(0,06)	(32,0)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE	**16,43**	**16,65**	**15,96**	**(0,21)**	**(1,3)**

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,19 milioni di tonnellate in aumento rispetto al 2022 (+3,3%), a seguito dei maggiori volumi venduti principalmente in Germania e Svizzera, che hanno compensato la riduzione registrata in Francia.

Al 31 dicembre 2023 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.291 stazioni di servizio, (+51 unità rispetto al 31 dicembre 2022) principalmente grazie alle aperture in Germania, Spagna e Francia, bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Austria e Svizzera. L'erogato medio (2.166 mila litri) è aumentato di 138 mila litri rispetto al 2022 (2.027 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 6,45 milioni di tonnellate sono aumentate del 4,2% rispetto al 2022, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 1,94 milioni di tonnellate, sono diminuite del 20,5% rispetto al 2022, in particolare in Germania, Spagna, Austria. Le vendite al settore Petrolchimica (0,44 milioni di tonnellate) sono in aumento del 12,8%. Le altre vendite in Italia e all'estero (11,14 milioni di tonnellate) sono in aumento di 0,39 milioni di tonnellate, +3,6% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

(migliaia di tonnellate)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Intermedi	3.877	4.897	6.284	(1.020)	(20,8)
Polimeri	1.658	1.873	2.184	(215)	(11,5)
Biochem	57	5	8	52	1.040,0
Moulding & Compounding	71	81	20	(10)	(12,3)
Totale produzioni	**5.663**	**6.856**	**8.496**	**(1.193)**	**(17,4)**
Consumi e perdite	(3.247)	(3.923)	(4.590)	676	17,2
Acquisti e variazioni rimanenze	701	819	565	(118)	(14,4)
Totale disponibilità	**3.117**	**3.752**	**4.471**	**(635)**	**(16,9)**
Intermedi	1.651	2.158	2.648	(507)	(23,5)
Polimeri	1.350	1.494	1.771	(144)	(9,6)
Oilfield chemicals	21	21	24	0	
Biochem	28	3	8	25	833,3
Moulding & Compounding	67	76	20	(9)	(11,8)
Totale vendite	**3.117**	**3.752**	**4.471**	**(635)**	**(16,9)**

Le **vendite** di 3.117 mila tonnellate sono in diminuzione rispetto al 2022 (-635 mila tonnellate, pari al 16,9%). In particolare, le principali variazioni sono state registrate nelle olefine (-26,3%), nei derivati (-19,4%), negli aromatici (-17,9%) e negli stirenici (-12,0%). Nel business compounding le vendite sono state pari a 67 mila tonnellate, in diminuzione del 11,8 % rispetto al 2022.

I **prezzi medi unitari** nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 17,4% rispetto al 2022, con le olefine e gli aromatici in riduzione rispettivamente del 19,2% e del 15,4%. Si registra un decremento del 25,9% rispetto al 2022 anche nel business polimeri.

Le **produzioni** di 5.663 mila tonnellate (-1.193 mila tonnellate rispetto al 2022) risentono delle minori produzioni di intermedi (1.020 mila tonnellate) in particolare aromatici e derivati. I decrementi produttivi del 2023 sugli impianti sono stati registrati presso i siti di Mantova (220 mila tonnellate), Dunkerque (185 mila tonnellate) e Priolo (-162 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è in calo rispetto al 2022. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 51,4% inferiore rispetto al 2022 (59,0%).

Andamento per business

Intermedi

Nel 2023 i ricavi degli intermedi (€1.497 milioni) sono diminuiti del 36,8% (-€871 milioni rispetto al 2022). Si registra un decremento anche nei volumi di vendita (1.651 mila tonnellate), diminuiti del 23,5% rispetto al 2022. La riduzione dei volumi di vendita ha riguardato in particolare le olefine (-26,3%) e gli aromatici (-17,9%). I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 17,4%, in particolare nelle olefine (-19,2%), negli aromatici (-15,4%) e nei derivati (-14,1%).

Le produzioni di intermedi (3.877 mila tonnellate) sono diminuite del 20,8% rispetto al 2022 principalmente nelle olefine (-20,1%), negli aromatici (-23,0%) e nei derivati (-21,6%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.152 milioni) sono diminuiti del 32,8% rispetto al 2022 (-€1.051 milioni); l'effetto negativo è dovuto ad una riduzione dei volumi di vendita (-144 mila tonnellate) e dei prezzi medi di vendita del 25,9%.

Il decremento dei volumi venduti del business **polietilene** (-6,7%) è avvenuto per effetto della riduzione di volumi venduti di EVA (-18,1%), di LDPE (-10,6%) e di HDPE (-1,3%), in particolare elastomeri (-13,9%) e stirenici (-12%). I prezzi medi di vendita sono diminuiti del 30,5%.

Negli elastomeri registrato un decremento sulle vendite di BR (-23,4%), gomme NBR (-16,8%) e SBR (-6,1%). I prezzi medi di vendita sono diminuiti del 18,9%.

Il decremento dei volumi venduti degli stirenici, dovuto alla riduzione della domanda generalizzata, ha fatto registrare minori volumi di vendita di GPPS (-15,7%) e HIPS (-15,1%).

Le produzioni di polimeri (1.658 mila tonnellate) sono diminuite del 11,5% rispetto al 2022, per le minori produzioni di polietilene (-4,6%), elastomeri (-16,2%) e stirenici (-16,0%).

Oilfield chemicals, Biochem e Moulding & Compounding

I ricavi del business oilfield nel 2023 sono aumentati del 16,9% (€14 milioni) rispetto al 2022, grazie all'incremento dei prezzi medi di vendita pari al 14,6%. I ricavi del business Biochem nel 2023 pari a €83 milioni sono significativamente aumentati rispetto al 2022 (€25 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 del 15,6% (€51 milioni) rispetto al 2022, per effetto del decremento dei volumi di vendita pari al 12,3%.

Plenitude & Power

3 GW
capacità installata da fonti rinnovabili
>35% vs. 2022

10,11 mln
clienti retail e business
di gas ed elettricità

~19.000
punti di ricarica veicoli elettrici

ingresso di EIP
nel capitale sociale di Plenitude



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,83**	0,31	0,29
di cui: dipendenti		***0,21***	*0,26*	*0,49*
contrattisti		***1,96***	*0,39*	*0,00*
Plenitude				
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	**6,06**	6,84	7,85
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	**17,98**	18,77	16,49
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	**10,11**	10,07	10,04
Punti di ricarica veicoli elettrici	(migliaia)	**19,0**	13,1	6,2
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	**3,98**	2,55	0,99
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	**3,0**	2,2	1,1
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	**19,88**	22,37	28,54
Produzione termoelettrica		**20,66**	21,37	22,31
Dipendenti in servizio a fine periodo		**3.018**	2.794	2.464
di cui: all'estero		***788***	*698*	*600*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[(a)]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**9,36**	9,76	10,03
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)[(a)]	(gCO_2eq./kWh eq.)	**389,0**	392,9	379,6

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati.

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,83, in peggioramento rispetto al 2022, a seguito di un maggior numero di infortuni a personale contrattista.
- Emissioni di GHG (Scope 1) in riduzione del 4% rispetto al 2022 in linea con i minori livelli produttivi delle centrali power.
- Indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica in miglioramento rispetto al 2022 per effetto degli assetti produttivi e del minor utilizzo di Syngas dalla centrale di Ferrera Erbognone rispetto al periodo di confronto.
- Produzione di energia da fonti rinnovabili di 3,98 TWh, in crescita rispetto al 2022, grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- Al 31 dicembre 2023 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 3 GW, di cui il 64% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di storage) ed il 36% a impianti eolici.
- Vendite retail di gas pari a 6,06 miliardi di metri cubi, in riduzione dell'11% rispetto al 2022, per effetto delle minori vendite in Italia nel segmento residenziale e all'estero.
- Vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 17,98 TWh in calo del 4% rispetto al 2022 per effetto della contrazione dei consumi all'estero, in parte compensati dall'incremento delle vendite in Italia.
- I punti di ricarica dei veicoli elettrici installati al 31 dicembre 2023 sono pari a 19 migliaia di unità, in aumento del 45% rispetto alle 13,1 migliaia di unità al 31 dicembre 2022, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.
- Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 19,88 TWh, in diminuzione dell'11,1% per minori volumi commercializzati presso il mercato libero e la borsa elettrica.

SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

Nel mese di dicembre 2023 Eni ha annunciato l'accordo per l'ingresso nel capitale di Plenitude di un investitore istituzionale, dando visibilità al valore di questo business stimato in circa €10 mld con l'obiettivo di rafforzare la struttura finanziaria consolidata di Eni attraverso l'accesso a mezzi finanziari incrementali a sostegno dei piani di crescita.

L'accordo finalizzato nel marzo 2024 da Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) ha consentito l'ingresso di EIP nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 mld pari al 7,6% del capitale sociale della Società.

Nell'ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2023 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:

- GreenIT, la joint venture tra Plenitude e CDP Equity, ha firmato nel mese di marzo 2023 un accordo con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per lo sviluppo di tre parchi eolici offshore galleggianti nel Lazio e in Sardegna. Gli impianti saranno collocati a circa 30 km dalla costa, con una capacità totale di quasi 2 GW. I tre progetti dovrebbero generare circa 5 TWh/anno e saranno operativi tra il 2028 e il 2031, una volta completato l'iter autorizzativo e la successiva fase di costruzione;
- Vårgrønn, joint venture tra Plenitude e HitecVision, ha definito a luglio 2023 un accordo con la società irlandese di servizi energetici integrati Energia Group, per lo sviluppo congiunto di due progetti eolici offshore in Irlanda, con una capacità totale fino a 1,8 GW entro il 2030. Lo sviluppo di questi due impianti, situati rispettivamente nel Mare Celtico settentrionale e nel Mare d'Irlanda meridionale, con una potenza installata fino a 900 MW ciascuno, consente a Plenitude di estendere, attraverso Vårgrønn, le proprie attività al mercato eolico offshore irlandese;
- Plenitude ha sottoscritto un accordo per lo sviluppo di progetti eolici offshore in Spagna attraverso l'ingresso nella partnership strategica con BlueFloat Energy e Sener Renewable Investments, tra le principali del settore nel Paese con un portafoglio di circa 1,25 GW di progetti eolici offshore galleggianti in Galizia (Parque Nordés), Catalogna (Parc Tramuntana) e Isole Canarie (Parque Tarahal).

Nel settore fotovoltaico i principali sviluppi hanno riguardato:

- la finalizzazione dell'acquisizione da Helios UK (Spain) Ltd di un portafoglio di due impianti fotovoltaici operativi con una capacità totale di 96,4 MW nella regione spagnola di Albacete, avvenuta nel mese di giugno 2023;
- l'accordo di luglio 2023 di GreenIT con Hive Energy Limited e SunLeonard Energy Limited per lo sviluppo di quattro progetti fotovoltaici con una capacità totale fino a 200 MW. I nuovi siti saranno sviluppati in Puglia, Sicilia e Lazio;
- l'accordo con Saipem per l'installazione presso la sede Saipem di Fano, di un impianto fotovoltaico da circa 1 MW. La produzione di energia elettrica da fonte solare stimata per l'impianto sarà di oltre 1000 MWh annuali che contribuiranno a soddisfare quasi interamente il fabbisogno energetico della sede Saipem migliorandone l'efficienza energetica nell'ottica di una maggiore sostenibilità;
- l'accordo con Galileo, piattaforma paneuropea di sviluppo ed investimento nel settore delle energie rinnovabili, per la realizzazione di otto progetti fotovoltaici in tre regioni dell'Italia meridionale, centrale e settentrionale, con una capacità complessiva di circa 140 MW.

Inoltre Plenitude, nell'ambito dello sviluppo delle soluzioni tecnologiche innovative, nel corso del 2023, per sostenere il processo di transizione energetica ha investito nel progetto congiunto con KazMunayGas (KMG) per una centrale ibrida rinnovabili-gas da 250 MW a Zhanaozen, nella regione di Mangystau. Il progetto, il primo del suo genere nel Paese, comprende una centrale solare, una centrale eolica e una centrale a gas per la produzione e la fornitura di energia elettrica stabile e a basse emissioni di carbonio alle filiali di KMG nella zona.

Infine, il 30 dicembre 2023, Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc., ha firmato un accordo con la società leader globale nel settore dell'energia EDP Renováveis, S.A. ("EDPR") per l'acquisizione dell'80% di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti. Al riguardo, i parchi Cattlemen (Texas), Timber Road Blue Harvest (Ohio) hanno una capacità complessiva installata di circa 0,48 GW, di cui 0,38 GW in quota Plenitude.

SVILUPPI NEL BUSINESS RINNOVABILE

Nel corso del 2023 sono stati realizzati e avviati diversi impianti di produzione, in particolare:

- il primo impianto di batterie di dimensioni utility-scale di Plenitude, realizzato ad Assemini (Cagliari), con una capacità installata di 14 MW e una capacità di accumulo di energia di 9 MWh, realizzato con moduli di batteria basati sulla tecnologia del litio ferro fosfato (LFP). L'impianto rappresenta uno dei primi sistemi di accumulo di taglia rilevante connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale italiana, consentendo una sempre maggiore penetrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico italiano;
- il primo impianto fotovoltaico realizzato nella Repubblica del Kazakhstan, presso la località di Shaulder, con una capacità di 50 MW. Il parco fotovoltaico, che potrà produrre fino a circa 90 GWh di energia all'anno, si sviluppa su una superficie di 100 ettari ed è dotato di oltre 93.000 pannelli solari e di una sottostazione elettrica collegata alla rete locale;
- Dogger Bank, il più grande parco eolico offshore del mondo di cui Vårgrønn detiene una quota del 20%, ha avviato la produzione di energia, trasmessa alla rete nazionale del Regno Unito;

- l'impianto presso il polo di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW che si sviluppa su un'area industriale di 11 ettari ed è costituito da oltre 10.000 pannelli fotovoltaici. Il nuovo parco fotovoltaico rientra nell'iniziativa di riqualificazione produttiva di un'area industriale dismessa di complessivi 26 ettari, completamente bonificata e di proprietà di Eni Rewind.

INIZIATIVE PER LA MOBILITÀ ELETTRICA

Plenitude, attraverso la società controllata Be Charge ha proseguito il percorso di espansione delle collaborazioni con i principali player del settore della mobilità, al fine di sviluppare infrastrutture e soluzioni di ricarica elettrica, in particolare sono stati siglati accordi con:

- BMW Italia, Porsche Italia e LeasePlan per sviluppare nuove offerte per la ricarica elettrica, anche in modalità Fast e Ultrafast e per l'individuazione di aree in cui installare nuovi hub di ricarica;
- Energica Inside, per estendere la mobilità elettrica alla nautica attraverso un progetto congiunto innovativo oltre all'installazione di colonnine di ricarica nei porti italiani per offrire ai consumatori nuove possibilità di spostamento;
- IKEA, per l'installazione di 250 stazioni di ricarica di ultima generazione all'interno delle aree di parcheggio dei negozi e dei centri commerciali IKEA in tutto il territorio nazionale;
- ACEA Energia e ACEA Innovation, che permette di accedere, in regime di interoperatività, ai servizi di ricarica per veicoli elettrici offerti dalla rete di entrambe le società su tutto il territorio nazionale.

Inoltre, nel mese di maggio 2023, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle infrastrutture dedicate alla mobilità elettrica e accelerare la transizione energetica, la Commissione Europea e Cassa Depositi e Prestiti, come riconoscimento dell'impegno nel settore della mobilità elettrica, hanno destinato a Be Charge oltre €100 milioni per la realizzazione entro il 2025 di una delle più grandi reti di ricarica ad alta velocità in Europa.

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

Eni rifornisce 10,1 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 8,2 milioni.

Domanda gas

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**4,11**	**4,65**	**5,14**	**(0,54)**	**(11,6)**
Retail	2,91	3,34	3,88	(0,43)	(12,9)
Business	1,20	1,31	1,26	(0,11)	(8,4)
VENDITE INTERNAZIONALI	**1,95**	**2,19**	**2,71**	**(0,24)**	**(11,0)**
Mercati europei:					
Francia	*1,54*	*1,69*	*2,17*	*(0,15)*	*(8,9)*
Grecia	*0,26*	*0,33*	*0,39*	*(0,07)*	*(21,2)*
Altro	*0,15*	*0,17*	*0,15*	*(0,02)*	*(11,8)*
TOTALE VENDITE RETAIL GAS	**6,06**	**6,84**	**7,85**	**(0,78)**	**(11,4)**

Vendite retail gas

Nel 2023, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa di 6,06 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al -11,4%. Le vendite in Italia di 4,11 miliardi di metri cubi, in calo dell'11,6% rispetto al 2022, risentono principalmente delle minori vendite al segmento retail.
Le vendite sui mercati europei di 1,95 miliardi di metri cubi (-11%, pari a 0,24 miliardi di metri cubi rispetto al 2022) riflettono i minori volumi commercializzati in Francia e Grecia.

Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 17,98 TWh, effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna, registrano una riduzione del 4,2% rispetto al 2022, dovuta in particolare all'impatto negativo delle eccezionali condizioni climatiche particolarmente miti e ai minori consumi all'estero, in parte compensati dall'incremento delle vendite in Italia (+4%).

RINNOVABILI

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

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 3,98 TWh riferita per 1,74 TWh all'ambito fotovoltaico e per 2,24 TWh all'eolico, con un aumento di 1,43 TWh rispetto al 2022. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Spagna e Stati Uniti nonché per lo sviluppo organico di progetti in Italia, USA e Kazakhstan.

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

PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

		2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	3,98	2,55	0,99	1,43	56,1
di cui: fotovoltaico[a]		*1,74*	*1,13*	*0,40*	*0,61*	*54,0*
eolico		*2,24*	*1,42*	*0,59*	*0,82*	*57,7*
di cui: Italia		*1,53*	*0,82*	*0,40*	*0,71*	*86,6*
estero		*2,45*	*1,73*	*0,59*	*0,72*	*41,6*

(a) Include generazione da biogas.

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

		2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,0	2,2	1,1	0,8	36,2
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		*64%*	*54%*	*49%*		
eolico		*36%*	*46%*	*51%*		

	(gigawatt)	2023	2022	2021
Italia		**1,0**	**0,8**	**0,5**
Estero		**2,0**	**1,4**	**0,7**
Stati Uniti		1,3	0,8	0,3
Spagna		0,4	0,3	0,1
Altri (Australia, Francia, Pakistan, Kazakhstan, Regno Unito)		0,3	0,3	0,3
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)[a]		**3,0**	**2,2**	**1,1**

(a) La potenza installata di storage è pari a 21 MW, 7 MW e 7 MW nel 2023, 2022 e 2021, rispettivamente.

Al 31 dicembre 2023, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 3 GW, in aumento di 0,8 GW rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakhstan, nonché dall'acquisizione di 3 impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,4 GW, definita a fine 2023.

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 in Europa (in particolare in Italia) raggiungendo al 31 dicembre 2023 circa 19 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 mobili.

POWER

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2023, la potenza installata in esercizio è di 2,2 GW. Nel 2023, la produzione di energia elettrica è stata di 20,66 TWh, in calo di 0,71 TWh rispetto al 2022. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 6,64 TWh di energia elettrica (-30% rispetto al 2022) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 19,88 TWh registrano una riduzione pari al 11,1%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

		2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.144	4.218	4.670	(74)	(1,8)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	156	175	93	(19)	(10,9)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,66	21,37	22,31	(0,71)	(3,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	6.981	6.900	7.362	81	1,2

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

(terawattora)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	20,66	21,37	22,31	(0,71)	(3,3)
Acquisti di energia elettrica[a]	6,64	9,49	11,62	(2,85)	(30,0)
Disponibilità	**27,30**	**30,86**	**33,99**	**(3,56)**	**(11,5)**
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	**19,88**	**22,37**	**28,54**	**(2,49)**	**(11,1)**
Vendita di energia elettrica a Plenitude	**7,42**	**8,49**	**5,39**	**(1,07)**	**(12,6)**

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

Attività ambientali

circa 1,5 mln/ton
totale rifiuti gestiti

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

9,0 mln mc
acque riutilizzate per uso industriale e ambientale

oltre 35 mln mc
quantità di acque trattate

circa 75%
rifiuti recuperati
sul totale rifiuti recuperabili



L'attività ambientale è svolta da Eni Rewind, la società di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia ed all'estero. Attraverso il suo modello integrato end-to-end, Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

INIZIATIVE DI RILEVANZA STRATEGICA

Il 30 giugno 2023, Eni Rewind ha acquisito il 30% del capitale sociale della Labanalysis Environmental Science, società leader nel campo delle analisi ambientali, con lo scopo di rafforzare l'offerta integrata di servizi ambientali da proporre sul mercato esterno e consolidare il presidio in un settore fondamentale per il corretto indirizzo delle soluzioni di risanamento ambientale e gestione dei rifiuti.

A luglio 2023, Eni e Edison hanno sottoscritto un'intesa che sancisce la collaborazione tra le due aziende per la gestione dei progetti di risanamento ambientale in tutti i siti industriali conferiti nel 1989 da Montedison in Enimont. L'accordo regolerà il paritetico concorso economico per gli interventi di bonifica, già da tempo avviati da Eni Rewind e Versalis, in esecuzione dei progetti decretati dal Ministero dell'Ambiente. L'applicazione dell'accordo sito per sito, con le relative attività di pianificazione, condivisione dei costi e rapporti con le istituzioni, sarà coordinata da un Comitato tecnico-giuridico congiunto tra le due società.

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, negli ultimi anni ha consolidato 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, Cengio, Crotone, Gela, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo e Ravenna.

Di particolare rilevanza è il Progetto di Ponticelle, a Ravenna, dove Eni Rewind è impegnata nella valorizzazione dell'ex area industriale, attraverso la messa in sicurezza permanente del sito e la progettazione di interventi mirati per la riqualificazione produttiva. È prevista la realizzazione di una piattaforma polifunzionale di pretrattamento dei rifiuti in partnership con Herambiente e di una piattaforma di biorecupero (biopile) di terreni che potranno essere riutilizzati nelle stazioni di servizio dopo interventi di bonifica, riducendo lo smaltimento in discarica e il consumo di risorse vergini. Al riguardo si segnala che a giugno 2023 è stato ottenuto il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) per la realizzazione delle piattaforme di trattamento (Piattaforma Eni Rewind per il bio-recupero di terreni da 80 mila tonnellate/anno e Piattaforma polifunzionale da 60 mila tonnellate/anno sviluppata da HEA, JV paritetica con Herambiente) e successivamente sono state assegnate le relative gare di appalto. Sono in corso di realizzazione le opere di urbanizzazione primaria ed è stata avviata la costruzione dell'impianto fotovoltaico a cura di Plenitude per la produzione di energia green.

Inoltre, nel corso del 2023 sono stati conseguiti importanti progressi nell'iter autorizzativo del progetto "Viggiano Blue Water", che consentirà il trattamento fino a 1.700 metri cubi/giorno di acque prodotte nell'ambito dell'attività estrattiva in Val d'Agri.

A Porto Marghera, Eni Rewind ha presento l'istanza PAUR per realizzare un impianto per l'essiccamento finalizzato al recupero energetico dei fanghi provenienti dalla depurazione delle acque reflue civili. Nell'ottica di economia circolare, la struttura sorgerà in un'area di proprietà in cui gli interventi ambientali sono già certificati, con il triplice obiettivo di consentire il suo riutilizzo attraverso una riqualificazione industriale, di evitare il consumo di nuovo suolo e di usufruire delle infrastrutture, servizi e utilities già presenti nel sito.

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 2023 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 44 impianti di trattamento acque in Italia, con oltre 35 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2023. Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2023 sono stati riutilizzati circa 9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento.

Nel corso degli ultimi anni sono state installate presso i siti Eni e di clienti terzi più di 60 dispositivi, che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 3.000 tonnellate di rifiuto equivalente.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive in Italia, grazie al suo modello di gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2023, Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 1,5 milioni di tonnellate di rifiuti, avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare, l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) è stato del 75% in lieve crescita rispetto al 2022 (74%). Tale aumento è dettato dalle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione. Sul totale dei volumi indicati, la quota gestita per conto dei clienti Eni è pari a circa il 79%.

CERTIFICAZIONI

Eni Rewind detiene l'Attestazione SOA – certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a €150.000 sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 – Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 – Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 – Impianti smaltimento e recupero rifiuti.

Nel corso del 2023, la società ha ottenuto la Classifica VIII – illimitata – per la Categoria SOA OS-22, che si unisce ad analoghe classifiche già ottenute per l'OG-12 e per l'OS-14.

INIZIATIVE NON CAPTIVE

Nel corso del 2023, Eni Rewind ha potenziato il proprio impegno di crescita progressiva del portafoglio di iniziative non captive, acquisendo nuovi clienti nel settore dei servizi ambientali e stringendo accordi con primari operatori di mercato.

In particolare, nel gennaio 2023 è stato sottoscritto il contratto tra Anas e il Raggruppamento Temporaneo di Imprese (RTI), dove Eni Rewind è mandante, per svolgere le attività di servizi di indagine e caratterizzazione nel Lotto adriatico. L'attività ha una durata quadriennale.

A marzo 2023 è stato firmato il contratto tra Kuwait Raffinazione e Chimica (Gruppo Q8) e il RTI, che vede Eni Rewind in qualità di mandante per la bonifica dell'ex stabilimento di Napoli (Aree Ex Raffineria, Ex Chimica e Via Del Pezzo), facente parte del Sito di Interesse Nazionale di Napoli Orientale. Eni Rewind è incaricata delle attività di progettazione, delle analisi ambientale, e della fornitura, installazione e gestione dell'impianto di desorbimento termico utilizzato per la bonifica dei terreni.

A maggio 2023 è stato acquisito il rinnovo contrattuale con Acciaierie d'Italia, che permetterà di valorizzare ulteriormente le competenze distintive di Eni Rewind nell'ambito della modellazione idrogeologica e dell'ingegneria ambientale in corso presso il Sito di Interesse Nazionale di Taranto.

A luglio 2023 Eni Rewind ha stipulato con Edison il contratto per la realizzazione di interventi di bonifica suoli e falda presso le aree ex Montedison di Crotone. Tale contratto si aggiunge ad analogo accordo già stipulato per le aree di Mantova nel 2020.

Sempre nel mese di luglio è stato finalizzato tra Eni Rewind e Roma Capitale un contratto relativo allo studio di fattibilità per la bonifica dell'area caveale di Tor Fiscale.

A settembre 2023, sono stati aggiudicati all'RTI, a cui Eni Rewind partecipa in qualità di mandante, le gare bandite da Invitalia, relative alla Bonifica del Sito di Bagnoli, Lotto I e Lotto II. Le attività di pertinenza Eni Rewind riguardano la progettazione esecutiva, le analisi ambientali e le operazioni di desorbimento termico on site dei terreni da bonificare.

A ottobre 2023 Eni Rewind ha partecipato in RTI in qualità di mandataria con altre primarie aziende del settore al bando relativo alla Messa in Sicurezza Permanente della Discarica Malagrotta di Roma, il più grande sito di conferimento rifiuti localizzato in Europa.

ENI REWIND ESTERO

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

Nel 2023, in supporto alla consociata Eni Kenya BV, Eni Rewind ha realizzato uno studio di fattibilità con l'obiettivo di valutare il potenziale di biogas producibile in cinque discariche di rifiuti urbani dislocate nel territorio del Kenya. Lo studio di fattibilità si è concluso in ottobre e sono in corso le interlocuzioni con le Autorità locali per definire i prossimi passi del progetto.

Nell'ambito del nuovo mandato per le bonifiche delle stazioni di servizio stipulato con Eni Live in vigore dal 1° gennaio 2023, è stato previsto il supporto di Eni Rewind in fase di progettazione degli interventi ambientali anche per le bonifiche delle stazioni di servizio della rete europea.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	93.717	132.512	76.575	(38.795)	(29,3)
Altri ricavi e proventi	1.099	1.175	1.196	(76)	(6,5)
Costi operativi	(77.221)	(105.497)	(58.716)	28.276	26,8
Altri proventi e oneri operativi	478	(1.736)	903	2.214	..
Ammortamenti	(7.479)	(7.205)	(7.063)	(274)	(3,8)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.802)	(1.140)	(167)	(662)	(58,1)
Radiazioni	(535)	(599)	(387)	64	10,7
Utile (perdita) operativo	**8.257**	**17.510**	**12.341**	**(9.253)**	**(52,8)**
Proventi (oneri) finanziari	(473)	(925)	(788)	452	48,9
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	2.444	5.464	(868)	(3.020)	(55,3)
Utile (perdita) prima delle imposte	**10.228**	**22.049**	**10.685**	**(11.821)**	**(53,6)**
Imposte sul reddito	(5.368)	(8.088)	(4.845)	2.720	33,6
Tax rate (%)	*52,5*	*36,7*	*45,3*		
Utile (perdita) netto	**4.860**	**13.961**	**5.840**	**(9.101)**	**(65,2)**
di competenza:					
- azionisti Eni	**4.771**	**13.887**	**5.821**	**(9.116)**	**(65,6)**
- interessenze di terzi	89	74	19	15	20,3

I risultati del 2023 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che vede l'indebolimento delle quotazioni delle principali commodities.

Dopo i sostanziali rialzi di prezzo che hanno fatto seguito all'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022 con valori prossimi ai massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di downturn. Le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno perso circa il 18% del loro valore dalla media di 101 $/bbl nel 2022 vs. 83 $/bbl in media nel 2023, alternando fasi di correzione più profonda a rimbalzi di breve durata influenzati dall'andamento degli indicatori economici congiunturali e dagli sviluppi geopolitici quali la ripresa delle tensioni in Medio Oriente culminate con l'invasione militare da parte d'Israele della striscia di Gaza. I prezzi del gas in Europa hanno evidenziato una correzione maggiore (in riduzione di oltre il 60% rispetto al 2022) dovuta al mutamento sostanziale dei fondamentali per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento della produzione USA e delle esportazioni che hanno raggiunto valori record grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione e di un corrispondente incremento dei terminali di ricezione in Europa, della riduzione strutturale dei consumi industriali, della competizione delle rinnovabili, nonché per effetto di adeguati livelli di stoccaggi. Nel settore della chimica la debolezza dei fondamentali riflette lo scarso dinamismo della domanda in Europa, alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo nonché all'accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali. Il settore Enilive e Refining ha beneficiato nel 2023 di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione civile e del trasporto su strada civile e ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla sensibile riduzione del costo del gas. Il margine medio SERM nel 2023 si è attestato su livelli ancora storicamente sostenuti con una media di circa 10 $/bbl (+19% rispetto al 2022). Tale margine non riflette appieno i margini effettivi delle raffinerie Eni nel 2023, che sono stati influenzati negativamente dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti.

	2023	2022	2021	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated[a]	82,62	101,19	70,73	(18,4)
Cambio medio EUR/USD[b]	1,081	1,053	1,183	2,7
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	76,43	96,09	59,80	(20,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM)[c]	10,1	8,5	(0,9)	19,3
PSV[d]	42	122	46	(65,3)
TTF[d]	41	121	46	(66,2)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.
(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** per l'esercizio 2023 è stato di €4.771 milioni, in riduzione di circa €9 miliardi rispetto all'esercizio 2022, per effetto principalmente del minor contributo del business E&P che risente della flessione del prezzo del petrolio e delle quotazioni del gas naturale in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa, nonché dei business della Chimica, a causa della flessione della domanda e dell'incremento della pressione competitiva da parte di prodotti più economici, e della Raffinazione che risente della contrazione degli spread tra greggi pesanti/leggeri. Tale trend è stato in parte compensato dalla performance robusta del settore GGP.

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

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.549	15.963	10.113	(7.414)	(46,4)
Global Gas & LNG Portfolio	2.431	3.730	899	(1.299)	(34,8)
Enilive, Refining e Chimica	(1.397)	460	45	(1.857)	..
Plenitude & Power	(464)	(825)	2.355	361	43,8
Corporate e altre attività	(943)	(1.956)	(863)	1.013	51,8
Effetto eliminazione utili interni	81	138	(208)	(57)	(41,3)
Utile (perdita) operativo	**8.257**	**17.510**	**12.341**	**(9.253)**	**(52,8)**

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.

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**8.257**	**17.510**	**12.341**	**(9.253)**	**(52,8)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	562	(564)	(1.491)		
Esclusione special item	4.986	3.440	(1.186)		
Utile (perdita) operativo adjusted	**13.805**	**20.386**	**9.664**	**(6.581)**	**(32,3)**
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	*9.934*	*16.469*	*9.340*	*(6.535)*	*(39,7)*
Global Gas & LNG Portfolio	*3.247*	*2.063*	*580*	*1.184*	*57,4*
Enilive, Refining e Chimica	*555*	*1.929*	*152*	*(1.374)*	*(71,2)*
Plenitude & Power	*681*	*615*	*476*	*66*	*10,7*
Corporate e altre attività	*(651)*	*(680)*	*(640)*	*29*	*4,3*
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	*39*	*(10)*	*(244)*	*49*	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**4.771**	**13.887**	**5.821**	**(9.116)**	**(65,6)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	402	(401)	(1.060)		
Esclusione special item	3.149	(185)	(431)		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	**8.322**	**13.301**	**4.330**	**(4.979)**	**(37,4)**

Nell'esercizio 2023, il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €13.805 milioni, in riduzione di €6.581 milioni, -32%, rispetto al 2022 che riflette il minor contributo dei business E&P, anche per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule, e dei business della Raffinazione e della Chimica, in parte compensati dal risultato record del settore GGP e dalla performance positiva dei business Enilive e Plenitude & Power. In particolare di seguito il contributo per settore:

- il settore E&P ha registrato una riduzione del 40% della performance operativa a €9,9 miliardi, impattata dall'indebolimento dei prezzi di realizzo in parte compensata dalla ripresa della produzione di idrocarburi, +3% rispetto al 2022;
- il settore GGP ha conseguito il risultato record di €3,2 miliardi, con un aumento del 57% rispetto al 2022, facendo leva sulla qualità del portafoglio, azioni di ottimizzazione e favorevoli accordi contrattuali;
- Enilive ha raggiunto gli obiettivi finanziari e operativi con un utile operativo adjusted di €0,73 miliardi in aumento dell'8%, beneficiando della solida prestazione del Marketing, e ampliando la propria presenza internazionale attraverso l'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti;
- il business Refining ha riportato una riduzione di circa il 70% dell'utile operativo adjusted, influenzato negativamente dal restringimento dei differenziali tra greggi sour/heavy vs. greggi light/sweet a causa della rarefazione dell'offerta dei primi dovuta al regime sanzionatorio nei confronti del greggio russo Ural e ai tagli produttivi dell'OPEC;
- Versalis ha risentito del rallentamento dello scenario macroeconomico e dei costi di produzione più elevati in Europa e chiude l'esercizio 2023 con una perdita operativa adjusted di €0,61 miliardi;
- il settore Plenitude & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,68 miliardi, con un incremento dell'11%, sostenuto dalla robusta performance dell'attività retail e dall'entrata a regime di significativa capacità di generazione da fonti rinnovabili che ha raggiunto i 3 GW a fine 2023.

Maggiori dettagli sull'andamento dell'**utile operativo adjusted** per settore sono riportati nel paragrafo "Risultati per settore di attività".
Nell'esercizio 2023 il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €8.322 milioni, in riduzione di €5 miliardi rispetto all'anno 2022, per effetto del minor utile operativo e dei minori risultati delle partecipate, in parte compensati dalla riduzione degli oneri finanziari principalmente dovuta all'andamento discendente della curva tassi presa a riferimento per il calcolo del fair value delle attività finanziarie di trading, e all'effetto sui proventi finanziari dei più elevati tassi medi sulle giacenze attive registrate nell'anno rispetto all'effetto sulle passività finanziarie che presentano tassi prevalentemente fissi.

Dettaglio degli special item

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €3.149 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 €1.255 milioni) nonché, in misura minore, l'effetto di alcuni derivati attivati nell'ambito di un programma annuale di copertura, ripartito sui trimestri 2023;
- svalutazioni di asset industriali dell'upstream (€1.037 milioni) relative ad alcune proprietà a gas in Italia per effetto del trend al ribasso dei prezzi del gas, ad alcune proprietà a olio e gas negli USA a seguito revisione riserve;
- svalutazioni di impianti chimici dovute alle minori prospettive reddituali che riflettono un peggioramento dello scenario di riferimento (€405 milioni);
- write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi principalmente nel business Refining (€359 milioni);
- oneri ambientali di €648 milioni riferiti principalmente all'accantonamento di oneri ambientali per l'avanzamento delle attività di bonifica e decomissioning di alcuni siti industriali e strutture ausiliarie;
- 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 (onere di €655 milioni);
- oneri per incentivazione all'esodo del personale dipendente (€158 milioni);
- svalutazioni per perdite su crediti nell'upstream (€129 milioni);
- la plusvalenza di €834 milioni connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, compresa la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria.

(€ milioni)	2023	2022	2021
Special item dell'utile (perdita) operativo	**4.986**	**3.440**	**(1.186)**
- oneri ambientali	*648*	*2.056*	*271*
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.802*	*1.140*	*167*
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		*2*	*247*
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(11)*	*(41)*	*(100)*
- accantonamenti a fondo rischi	*39*	*87*	*142*
- oneri per incentivazione all'esodo	*158*	*202*	*193*
- derivati su commodity	*1.255*	*(389)*	*(2.139)*
- differenze e derivati su cambi	*(16)*	*149*	*183*
- altro	*1.111*	*234*	*(150)*
Oneri (proventi) finanziari	**30**	**(127)**	**(115)**
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	*16*	*(149)*	*(183)*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**(698)**	**(2.834)**	**851**
di cui:			
- operazione SeaCorridor	*(834)*		
- plusvalenza cessione Vår Energi		*(448)*	
- plusvalenza Azule		*(2.542)*	
- svalutazioni/rivalutazioni			*851*
Imposte sul reddito	**(1.180)**	**(683)**	**19**
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**3.138**	**(204)**	**(431)**
di competenza:			
- interessenze di terzi	(11)	(19)	
- azionisti Eni	**3.149**	**(185)**	**(431)**

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

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	5.516	10.834	5.593	(5.318)	(49,1)
Global Gas & LNG Portfolio	2.373	982	169	1.391	..
Enilive, Refining e Chimica	670	1.914	62	(1.244)	(65,0)
Plenitude & Power	414	397	327	17	4,3
Corporate e altre attività	(599)	(767)	(1.626)	168	21,9
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato[a]	26	(4)	(176)	30	
Utile (perdita) netto adjusted	**8.400**	**13.356**	**4.349**	**(4.956)**	**(37,1)**
di competenza:					
- azionisti Eni	**8.322**	**13.301**	**4.330**	**(4.979)**	**(37,4)**
- interessenze di terzi	78	55	19	23	41,8

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

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.903	31.194	21.742	(7.291)	(23,4)
Global Gas & LNG Portfolio	20.139	48.586	20.843	(28.447)	(58,5)
Enilive, Refining e Chimica	52.558	59.178	40.374	(6.620)	(11,2)
- Enilive e Refining	*49.340*	*54.675*	*36.501*	*(5.335)*	*(9,8)*
- Chimica	*4.236*	*6.215*	*5.590*	*(1.979)*	*(31,8)*
- Elisioni	*(1.018)*	*(1.712)*	*(1.717)*		
Plenitude & Power	14.256	20.883	11.187	(6.627)	(31,7)
- Plenitude	*11.102*	*13.497*	*7.452*	*(2.395)*	*(17,7)*
- Power	*4.029*	*9.533*	*3.996*	*(5.504)*	*(57,7)*
- Elisioni	*(875)*	*(2.147)*	*(261)*		
Corporate e altre attività	1.972	1.886	1.698	86	4,6
Elisioni di consolidamento	(19.111)	(29.215)	(19.269)	10.104	
Ricavi della gestione caratteristica	**93.717**	**132.512**	**76.575**	**(38.795)**	**(29,3)**
Altri ricavi e proventi	**1.099**	**1.175**	**1.196**	**(76)**	**(6,5)**
Totale ricavi	**94.816**	**133.687**	**77.771**	**(38.871)**	**(29,1)**

I ricavi complessivi ammontano a €94.816 milioni, in riduzione del 29% rispetto al 2022, penalizzati dall'incertezza e volatilità dello scenario di riferimento e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3%).

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2023 (€93.717 milioni) sono diminuiti di €38.795 milioni rispetto al 2022 (-29,3%). Tale trend riflette gli effetti indotti dalla flessione dei prezzi del petrolio (il Brent in riduzione da 101 $/barile nel 2022 a 83 $/barile nel 2023, -18%) e del gas (i prezzi spot del gas in Italia e in Europa in riduzione di oltre il 60%) che scontano il rallentamento economico dell'Europa, le incertezze sulla ripresa della Cina e le iniziative di gestione produttiva dell'OPEC+. Il business della Chimica ha risentito dei deboli fondamentali in relazione allo scarso dinamismo della domanda in Europa ed alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo. Il settore Enilive e Refining ha beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti e alla sensibile riduzione del costo del gas. Questi fattori positivi sono stati attenuati dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti, in particolare la diminuzione della redditività del gasolio, che sconta il rallentamento dell'attività industriale. Il retail gas & power risente della riduzione della domanda di mercato e dei minori consumi.

Gli **altri ricavi e proventi** di €1.099 milioni sono sostanzialmente in linea rispetto al 2022 e includono il recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni (€121 milioni), nonché proventi per canoni brevetti, licenze e royalties.

COSTI OPERATIVI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	73.836	102.529	55.549	(28.693)	(28,0)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	249	(47)	279	296	..
Costo lavoro	3.136	3.015	2.888	121	4,0
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	*258*	*202*	*193*		
	77.221	**105.497**	**58.716**	**(28.276)**	**(26,8)**

I costi operativi sostenuti nel 2023 (€77.221 milioni) sono diminuiti di €28.276 milioni rispetto al 2022, pari al 26,8%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€73.836 milioni) sono diminuiti del 28% principalmente per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€3.136 milioni) è in aumento rispetto al 2022 (€121 milioni, pari al 4%) principalmente a seguito del piano di interventi straordinari per i dipendenti del Gruppo in Italia attuato a fine 2023.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.148	6.017	5.976	131	2,2
Global Gas & LNG Portfolio	233	217	174	16	7,4
Enilive, Refining e Chimica	524	506	512	18	3,6
- Enilive e Refining	*418*	*389*	*417*	*29*	*7,5*
- Chimica	*106*	*117*	*95*	*(11)*	*(9,4)*
Plenitude & Power	466	358	286	108	30,2
- Plenitude	*404*	*307*	*241*	*97*	*31,6*
- Power	*62*	*51*	*45*	*11*	*21,6*
Corporate e altre attività	142	140	148	2	1,4
Effetto eliminazione utili interni	(34)	(33)	(33)	(1)	
Totale Ammortamenti	**7.479**	**7.205**	**7.063**	**274**	**3,8**
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	1.802	1.140	167	662	58,1
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**9.281**	**8.345**	**7.230**	**936**	**11,2**
Radiazioni	535	599	387	(64)	(10,7)
	9.816	**8.944**	**7.617**	**872**	**9,7**

Gli **ammortamenti** (€7.479 milioni) sono aumentati di €274 milioni rispetto al 2022 (+3,8%) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e ramp-up di nuovi progetti parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro nonché nel settore Plenitude & Power a seguito dell'avvio di alcuni impianti. Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€1.802 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Exploration & Production	1.037	432	(1.244)	605
Global Gas & LNG Portfolio	(1)	(12)	26	11
Enilive, Refining e Chimica	764	717	1.342	47
Plenitude & Power	(30)	(37)	20	7
Corporate e altre attività	32	40	23	(8)
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	**1.802**	**1.140**	**167**	**662**

Le **radiazioni** (€535 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P. In particolare, nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi in particolare a iniziative in Egitto, Messico, Mozambico, Marocco, Emirati Arabi e Libano, nonché titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	**(487)**	**(939)**	**(849)**	**452**
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(667)	(507)	(475)	(160)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	250	(53)	11	303
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	34	(2)		36
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(207)	(128)	(94)	(79)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(267)	(315)	(304)	48
- Interessi attivi verso banche	356	57	4	299
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	9	9	5
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	**(61)**	**13**	**(306)**	**(74)**
- Strumenti finanziari derivati su valute	(63)	(70)	(322)	7
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	2	81	16	(79)
- Opzioni		2		(2)
Differenze di cambio	**255**	**238**	**476**	**17**
Altri proventi (oneri) finanziari	**(274)**	**(275)**	**(177)**	**1**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	153	128	67	25
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(341)	(199)	(144)	(142)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(86)	(204)	(100)	118
	(567)	**(963)**	**(856)**	**396**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	**94**	**38**	**68**	**56**
	(473)	**(925)**	**(788)**	**452**

Gli **oneri finanziari netti** di €473 milioni registrano un decremento di €452 milioni rispetto al 2022 a seguito della riduzione degli oneri finanziari correlati all'indebitamento (+€452 milioni) principalmente dovuta all'andamento discendente della curva tassi presa a riferimento per il calcolo del fair value delle attività finanziarie di trading (+€303 milioni) e all'effetto sui proventi finanziari dei più elevati tassi medi sulle giacenze attive registrate nell'anno rispetto all'effetto sulle passività finanziarie che presentano tassi prevalentemente fissi (effetto netto di €220 milioni). Tali fattori positivi sono stati in parte compensati dall'effetto negativo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (€79 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IFRS 9.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2023 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.009	49	343	(55)	(10)	**1.336**
Dividendi	194		60		1	**255**
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	8	420	2			**430**
Altri proventi (oneri) netti	(1)	444	(13)		(7)	**423**
	1.210	**913**	**392**	**(55)**	**(16)**	**2.444**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €2.444 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.336 milioni attribuibili essenzialmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, Azule e di ADNOC Refinery, nonché la quota Eni del risultato della joint venture Saipem;
- i dividendi di €255 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (€179 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€55 milioni);
- la plusvalenza di €420 milioni relativa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, nonché la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria iscritta negli "Altri proventi netti".

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

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.336	1.841	(1.091)	(505)
Dividendi	255	351	230	(96)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	430	483	1	(53)
Altri proventi (oneri) netti	423	2.789	(8)	(2.366)
Proventi (oneri) su partecipazioni	**2.444**	**5.464**	**(868)**	**(3.020)**

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si riducono di €2.720 milioni a €5.368 milioni. Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022, nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito nonché il contributo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (Finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione. Il tax rate reported si attesta a circa il 53% per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, efficace dal terzo trimestre 2022; e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi). Su base adjusted, il tax rate si ridetermina in circa il 44%.

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ[1]

EXPLORATION & PRODUCTION[2]

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**8.549**	**15.963**	**10.113**	**(7.414)**	**(46,4)**
Esclusione special item:	1.385	506	(773)	879	
- oneri ambientali	*81*	*30*	*60*	*51*	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.037*	*432*	*(1.244)*	*605*	
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti		*2*	*247*	*(2)*	
- plusvalenze nette su cessione di asset	*2*	*(27)*	*(77)*	*29*	
- oneri per incentivazione all'esodo	*40*	*34*	*60*	*6*	
- accantonamenti a fondo rischi	*7*	*34*	*113*	*(27)*	
- differenze e derivati su cambi	*62*	*(54)*	*(3)*	*116*	
- altro	*156*	*55*	*71*	*101*	
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.934**	**16.469**	**9.340**	**(6.535)**	**(39,7)**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(196)	(319)	(313)	123	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	1.321	2.086	681	(765)	
di cui: Vår Energi	*454*	*951*	*425*	*(497)*	
Azule	*653*	*455*		*198*	
Imposte sul reddito[a]	(5.543)	(7.402)	(4.115)	1.859	
Tax rate (%)	*50,1*	*40,6*	*42,4*		
Utile (perdita) netto adjusted	**5.516**	**10.834**	**5.593**	**(5.318)**	**(49,1)**
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:	687	605	558	82	13,6
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	*205*	*220*	*194*	*(15)*	*(6,8)*
- radiazione di pozzi di insuccesso[b]	*482*	*385*	*364*	*97*	*25,2*
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio[c] ($/barile)	78,25	92,49	66,62	(14,24)	(15,4)
Gas naturale ($/migliaia di metri cubi)	287,49	366,6	234,77	(79,09)	(21,6)
Idrocarburi ($/boe)	59,35	73,98	51,49	(14,63)	(19,8)

(a) Escludono gli special item.
(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(c) Include condensati.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.
(2) A partire dal 2023, i risultati dei business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della CO_2 e dell'Agri-business, in fase di sviluppo, precedentemente inclusi nel settore E&P, sono stati riclassificati nel settore "Corporate e altre attività". I periodi di confronto sono stati coerentemente riesposti; gli effetti sono immateriali.

Nel 2023 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €9.934 milioni, -39,7% rispetto al 2022, a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (marker Brent -18%) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa, dei maggiori costi esplorativi nonché del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono rilevati nella gestione delle partecipazioni, e dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+3%). Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dagli effetti positivi volume/mix.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €1.385 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €5.516 milioni nell'esercizio in calo del 49% rispetto al 2022, a causa della più debole performance operativa e dei minori proventi da partecipazioni. Su base annua, il tax rate aumenta di oltre 9 punti percentuali rispetto al 2022 per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, non considerata special item (efficace dal terzo trimestre 2022); e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi).

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**2.431**	**3.730**	**899**	**(1.299)**	**(34,8)**
Esclusione special item:	816	(1.667)	(319)	2.483	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(1)*	*(12)*	*26*	*11*	
- oneri per incentivazione all'esodo	*4*	*4*	*5*		
- derivati su commodity	*97*	*(1.805)*	*(207)*	*1.902*	
- differenze e derivati su cambi	*(105)*	*244*	*206*	*(349)*	
- altro	*821*	*(98)*	*(349)*	*919*	
Utile (perdita) operativo adjusted	**3.247**	**2.063**	**580**	**1.184**	**57,4**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	1	(17)	(17)	18	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	49	4		45	
di cui: SeaCorridor	*49*			*49*	
Imposte sul reddito[a]	(924)	(1.068)	(394)	144	
Utile (perdita) netto adjusted	**2.373**	**982**	**169**	**1.391**	

(a) Escludono gli special item.

Nel 2023 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.247 milioni, in crescita del 57% rispetto al 2022 (+€1.184 milioni rispetto al 2022) guidato dalle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL, rinegoziazioni contrattuali che hanno aiutato a compensare la contrazione delle importazioni dalla Russia, mantenendo stabilità e sicurezza delle forniture verso i mercati Europei. Il risultato riflette inoltre il positivo esito di una procedura di arbitraggio.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €2.373 milioni rispetto all'utile di €982 milioni del 2022.

ENILIVE, REFINING E CHIMICA

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(1.397)**	**460**	**45**	**(1.857)**	**..**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	604	(416)	(1.455)		
Esclusione special item:	1.348	1.885	1.562		
- oneri ambientali	*373*	*962*	*150*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*764*	*717*	*1.342*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(9)*	*(10)*	*(22)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*19*	*52*	*(4)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*46*	*46*	*42*		
- derivati su commodity	*14*	*4*	*50*		
- differenze e derivati su cambi	*24*	*(33)*	*(14)*		
- altro	*117*	*147*	*18*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**555**	**1.929**	**152**	**(1.374)**	**(71,2)**
- Enilive	*728*	*672*	*n.d*	*56*	*8,3*
- Refining	*441*	*1.511*	*n.d*	*(1.070)*	*(70,8)*
- Chimica	*(614)*	*(254)*	*198*	*(360)*	*..*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(38)	(36)	(32)	(2)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	412	637	(4)	(225)	
di cui: ADNOC Refining	*400*	*568*	*(76)*		
St. Bernard Renewables Llc	*(6)*				
Imposte sul reddito[a]	(259)	(616)	(54)	357	
Utile (perdita) netto adjusted	**670**	**1.914**	**62**	**(1.244)**	**(65,0)**

(a) Escludono gli special item.

Il business **Enilive** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €728 milioni nell'esercizio 2023, +8% rispetto al 2022, per effetto della solida performance del Marketing.

Il business **Refining** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €441 milioni nell'esercizio 2023 che si confronta con un utile di €1.511 milioni nell'anno 2022, negativamente influenzato dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti, in parte compensati dalla riduzione del costo delle utilities dovuta al calo dei prezzi del gas naturale.

Nel 2023 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €614 milioni, in aumento rispetto alla perdita di €254 milioni conseguita nell'esercizio 2022. 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 competitors americani ed asiatici.

L'**utile operativo adjusted** del settore **Enilive, Refining e Chimica** pari a €555 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.348 milioni e con l'esclusione della perdita da valutazione delle scorte di €604 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **Enilive, Refining e Chimica** si attesta a €670 milioni rispetto all'utile di €1.914 milioni del 2022.

PLENITUDE & POWER

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(464)**	**(825)**	**2.355**	**361**	**43,8**
Esclusione special item:	1.145	1.440	(1.879)		
- oneri ambientali	*1*	*2*			
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(30)*	*(37)*	*20*		
- plusvalenze nette su cessione di asset		*1*	*(2)*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*9*	*65*	*(5)*		
- derivati su commodity	*1.144*	*1.412*	*(1.982)*		
- differenze e derivati su cambi		*(5)*	*(6)*		
- altro	*21*	*2*	*96*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**681**	**615**	**476**	**66**	**10,7**
- Plenitude	*515*	*345*	*363*	*170*	*49,3*
- Power	*166*	*270*	*113*	*(104)*	*(38,5)*
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(15)	(11)	(2)	(4)	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(34)	(6)	(3)	(28)	
Imposte sul reddito[a]	(218)	(201)	(144)	(17)	
Utile (perdita) netto adjusted	**414**	**397**	**327**	**17**	**4,3**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2023, **Plenitude** ha registrato un **utile operativo adjusted** pari a €515 milioni, in aumento del 49,3% rispetto al 2022, grazie ai buoni risultati del business retail e al ramp-up della capacità installata e dei volumi di produzione da fonti rinnovabili, confermando il valore del modello di business integrato che ha permesso di cogliere al meglio le dinamiche di scenario.

Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €166 milioni, in riduzione di €104 milioni rispetto all'anno 2022 che beneficiava di uno scenario prezzi particolarmente positivo.

L'**utile operativo adjusted** del settore **Plenitude & Power** pari a €681 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €1.145 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **Plenitude & Power** di €414 milioni è in aumento del 4,3% rispetto al 2022 (utile netto adjusted di €397 milioni).

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**(943)**	**(1.956)**	**(863)**	**1.013**	**51,8**
Esclusione special item:	292	1.276	223		
- oneri ambientali	*193*	*1.062*	*61*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*32*	*40*	*23*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(4)*	*(5)*	*1*		
- accantonamenti a fondo rischi	*13*	*1*	*33*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*59*	*53*	*91*		
- differenze e derivati su cambi	*3*	*(3)*			
- altro	*(4)*	*128*	*14*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(651)**	**(680)**	**(640)**	**29**	**4,3**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(195)	(669)	(539)	474	
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	(2)	(91)	(691)	89	
Imposte sul reddito[a]	249	673	244	(424)	
Utile (perdita) netto adjusted	**(599)**	**(767)**	**(1.626)**	**168**	**21,9**

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment). Inoltre, a partire dal quarto trimestre 2023, i risultati dei business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della CO_2 e dell'Agri-business, in fase di sviluppo, precedentemente inclusi nel settore E&P, sono stati riclassificati nel settore "Corporate e altre attività". I dati comparativi sono stati coerentemente riesposti; gli effetti sono immateriali.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[a]

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

(€ milioni)	31 dicembre 2023	31 dicembre 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	56.332	(33)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.446	388
Attività immateriali	6.379	5.525	854
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.786	(210)
Partecipazioni	13.886	13.294	592
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.335	1.978	357
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)	(2.320)	289
	83.278	**81.041**	**2.237**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.186	7.709	(1.523)
Crediti commerciali	13.184	16.556	(3.372)
Debiti commerciali	(14.231)	(19.527)	5.296
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)	(2.991)	879
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.267)	(266)
Altre attività (passività) d'esercizio	(892)	316	(1.208)
	(13.398)	**(13.204)**	**(194)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(748)**	**(786)**	**38**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**747**	**156**	**591**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**69.879**	**67.207**	**2.672**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.184	54.759	(1.575)
Interessenze di terzi	460	471	(11)
Patrimonio netto	**53.644**	**55.230**	**(1.586)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**10.899**	**7.026**	**3.873**
Passività per leasing	5.336	4.951	385
- di cui working interest Eni	*4.856*	*4.457*	*399*
- di cui working interest follower	*480*	*494*	*(14)*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**16.235**	**11.977**	**4.258**
COPERTURE	**69.879**	**67.207**	**2.672**

(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 2023 il **capitale immobilizzato** (€83.278 milioni) è aumentato di €2.237 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto degli investimenti, delle acquisizioni (in particolare in Algeria e la partecipazione di controllo in Novamont) e dell'incremento del book value delle partecipazioni valutate all'equity (principalmente il 50% della bioraffineria Chalmette negli Stati Uniti), nonché della derecognition degli asset Eni relativi al trasporto di gas naturale dall'Algeria/Tunisia, che sono stati conferiti nella società di nuova costituzione "SeaCorridor" (joint venture tra Eni e Snam con una quota rispettivamente del 50,1% e del 49,9%) e l'iscrizione del valore della partecipazione Eni nella JV. Questi incrementi sono stati in parte compensati dall'effetto negativo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2023, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,105 rispetto al cambio di 1,067 al 31 dicembre 2022, +4%) nonché dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo. L'incremento della voce "Diritto di utilizzo beni in leasing" si riferisce ai progetti di sviluppo della FLNG in Congo e di Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13.398 milioni) è diminuito di €194 milioni rispetto al 31 dicembre 2022. Il minor valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in un contesto di prezzi in calo (-€1.523 milioni) e l'incremento delle altre attività (passività) d'esercizio (-€1.208 milioni) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati sono stati in parte compensati dal decremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (+€1.924 miliardi).

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2023	2022
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**4.860**	**13.961**
Componenti non riclassificabili a conto economico	**22**	**114**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*(31)*	*60*
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	*45*	*56*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*(2)*	*3*
Effetto fiscale	*10*	*(5)*
Componente riclassificabili a conto economico	**(1.573)**	**1.643**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*(2.010)*	*1.095*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*541*	*794*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*54*	*(12)*
Effetto fiscale	*(158)*	*(234)*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**(1.551)**	**1.757**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**3.309**	**15.718**
di competenza:		
- azionisti Eni	**3.220**	**15.643**
- interessenze di terzi	89	75

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022		**44.519**
Totale utile (perdita) complessivo	15.718	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.022)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(60)	
Cessione Enipower	542	
Acquisto azioni proprie	(2.400)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
Imposte su cedole bond ibrido	44	
Altre variazioni	27	
Totale variazioni		**10.711**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2022		**55.230**
di competenza:		
- azionisti Eni		**54.759**
- interessenze di terzi		471
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

Il **patrimonio netto** (€53.644 milioni) si riduce di €1.586 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile netto del periodo (€4.860 milioni), della variazione positiva della riserva cash flow hedge (€541 milioni) in parte compensati dalle differenze negative di cambio (€2.010 milioni) che riflettono il deprezzamento del dollaro rispetto all'euro, nonché dai dividendi distribuiti agli azionisti (€3.005 milioni) e del riacquisto di azioni proprie (€1.837 milioni).

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della Società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza tale indicatore per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2023	31 dicembre 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729	26.917	1.812
- Debiti finanziari a breve termine	*7.013*	*7.543*	*(530)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*21.716*	*19.374*	*2.342*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(10.155)	(38)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)	(8.251)	1.469
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(855)	(1.485)	630
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**10.899**	**7.026**	**3.873**
Passività per beni in leasing	5.336	4.951	385
- di cui working interest Eni	*4.856*	*4.457*	*399*
- di cui working interest follower	*480*	*494*	*(14)*
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**16.235**	**11.977**	**4.258**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**53.644**	**55.230**	**(1.586)**
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	**0,20**	**0,13**	**0,07**
Leverage post lease liability ex IFRS 16	**0,30**	**0,22**	**0,08**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 è pari a €16.235 milioni in aumento di €4.258 milioni rispetto al 2022. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €28.729 milioni, di cui €7.013 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.921 milioni) e €21.716 milioni a lungo termine.

Escludendo l'effetto della lease liability - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina a €10.899 miliardi, in aumento di €3.873 milioni rispetto al 31 dicembre 2022.

Il **leverage**[3] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,20 al 31 dicembre 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[a]

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**4.860**	**13.961**	**5.840**	**(9.101)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	7.781	4.369	8.568	3.412
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(441)	(524)	(102)	83
- dividendi, interessi e imposte	5.596	8.611	5.334	(3.015)
Variazione del capitale di esercizio	1.811	(1.279)	(3.146)	3.090
Dividendi incassati da partecipate	2.255	1.545	857	710
Imposte pagate	(6.283)	(8.488)	(3.726)	2.205
Interessi (pagati) incassati	(460)	(735)	(764)	275
Flusso di cassa netto da attività operativa	**15.119**	**17.460**	**12.861**	**(2.341)**
Investimenti tecnici	(9.215)	(8.056)	(5.234)	(1.159)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.592)	(3.311)	(2.738)	719
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	596	1.202	404	(606)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(348)	2.361	289	(2.709)
Free cash flow	**3.560**	**9.656**	**5.582**	**(6.096)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	2.194	786	(4.743)	1.408
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	315	(2.569)	(244)	2.884
Rimborso di passività per beni in leasing	(963)	(994)	(939)	31
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.882)	(4.841)	(2.780)	(41)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	1.924	
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(62)	16	52	(78)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**24**	**1.916**	**(1.148)**	**(1.892)**
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**16.498**	**20.380**	**12.711**	**(3.882)**

VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Free cash flow	**3.560**	**9.656**	**5.582**	**(6.096)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(963)	(994)	(939)	31
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(234)	(512)	(777)	278
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(155)	142		(297)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(1.061)	(1.352)	(429)	291
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.882)	(4.841)	(2.780)	(41)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	1.924	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(3.873)**	**1.961**	**2.581**	**(5.834)**
Rimborsi lease liability	963	994	939	(31)
Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.348)	(608)	(1.258)	(740)
Variazione passività per beni in leasing	**(385)**	**386**	**(319)**	**(771)**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**(4.258)**	**2.347**	**2.262**	**(6.605)**

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

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2023 è stato di €15.119 milioni con un decremento di €2.341 milioni rispetto al 2022 e include €2.255 milioni di dividendi incassati dalle partecipate, principalmente Azule Energy, Vår Energi e Adnoc R&T ed è stato impattato dalla riduzione di circa €0,5 miliardi della manovra factoring rispetto all'ammontare di crediti commerciali ceduti a fine 2022.

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 €16.498 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 accantonamenti a fondo rischi straordinari (ad esempio relativi agli accantonamenti per il decommissioning delle raffinerie o alle perdite attese su crediti a causa di eventi al di fuori del rapporto commerciale). Esclude inoltre il pagamento relativo alla windfall tax straordinaria italiana di €0,4 miliardi istituita dalla Legge di Bilancio 2023, calcolato sull'utile ante imposte 2022 e stanziato nel bilancio 2022.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €3,9 miliardi è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di circa €16,5 miliardi, agli investimenti netti di €9,2 miliardi, ai fabbisogni di circolante (€1 miliardi), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €4,8 miliardi, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€2,4 miliardi), ad altre attività d'investimento e altre variazioni (€1,5 miliardi), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,1 miliardi) e della windfall tax straordinaria italiana (€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 2023, 2022 e 2021 è riportata di seguito:

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	15.119	17.460	12.861	(2.341)
Variazione del capitale di esercizio	(1.811)	1.279	3.146	(3.090)
Esclusione derivati su commodity	1.255	(389)	(2.139)	1.644
Esclusione (utile) perdita di magazzino	562	(564)	(1.491)	1.126
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	1.373	2.594	334	(1.221)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**16.498**	**20.380**	**12.711**	**(3.882)**

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.133	6.252	3.824	881	14,1
- acquisto di riserve proved e unproved		*260*	*17*	*(260)*	*(100,0)*
- ricerca esplorativa	*784*	*708*	*391*	*76*	*10,7*
- sviluppo di idrocarburi	*6.293*	*5.238*	*3.364*	*1.055*	*20,1*
- altro	*56*	*46*	*52*	*10*	*21,7*
Global Gas & LNG Portfolio	16	23	19	(7)	(30,4)
Enilive, Refining e Chimica	982	878	728	104	11,8
- Enilive e Refining	*795*	*623*	*538*	*172*	*27,6*
- Chimica	*187*	*255*	*190*	*(68)*	*(26,7)*
Plenitude & Power	740	631	443	109	17,3
- Plenitude	*637*	*481*	*366*	*156*	*32,4*
- Power	*103*	*150*	*77*	*(47)*	*(31,3)*
Corporate e altre attività	363	276	224	87	31,5
Effetto eliminazione utili interni	(19)	(4)	(4)		
Investimenti tecnici[a]	**9.215**	**8.056**	**5.234**	**1.159**	**14,4**
Investimenti in partecipazioni/business combination	**2.592**	**3.311**	**2.738**	**(719)**	**(21,7)**
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination	**11.807**	**11.367**	**7.972**	**440**	**3,9**

(a) I costi capitalizzati per i quali sono state concesse 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 (€966 milioni nel 2023).

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €11.807 milioni, in aumento del 3,9% rispetto al 2022.

Gli investimenti in partecipazioni/business combination (€2.592 miliardi) si riferiscono principalmente all'acquisizione degli asset a gas di bp in Algeria, della partecipazione di Chevron in asset indonesiani, della partecipazione nella bioraffineria St. Bernard (Chalmette) negli Stati Uniti, del controllo di Novamont con l'acquisizione della quota residua del capitale sociale, degli asset del business rinnovabili di Plenitude e del saldo del corrispettivo relativo all'acquisizione del gruppo PLT effettuata alla fine del 2022. Tali impieghi sono stati in parte compensati dalla cessione del 49,9% della partecipazione Eni nelle società di gestione dei gasdotti TTPC/Transmed a seguito dell'accordo con Snam, nonché di altri asset non strategici.

Gli investimenti tecnici di €9.215 milioni (€8.056 milioni nell'esercizio 2022) evidenziano un aumento del 14,4% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.293 milioni) in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Egitto, Italia, Emirati Arabi Uniti, Libia e Algeria;
- l'attività di raffinazione bio e tradizionale in Italia e all'estero e l'attività di biometano (€621 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di sviluppo, di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€174 milioni) essenzialmente interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€637 milioni) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

Leverage

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

mento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

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

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

ROACE Adjusted

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

Debt/EBITDA

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

Profit per boe

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

Opex per boe

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

Finding & Development cost per boe

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

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 e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

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

2023 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**8.549**	**2.431**	**(1.397)**	**(464)**	**(943)**	**81**	**8.257**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			604			(42)	562
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	81		373	1	193		648
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.037	(1)	764	(30)	32		1.802
- plusvalenze nette su cessione di asset	2		(9)		(4)		(11)
- accantonamenti a fondo rischi	7		19		13		39
- oneri per incentivazione all'esodo	40	4	46	9	59		158
- derivati su commodity		97	14	1.144			1.255
- differenze e derivati su cambi	62	(105)	24		3		(16)
- altro	156	821	117	21	(4)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	**1.385**	**816**	**1.348**	**1.145**	**292**		**4.986**
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.934**	**3.247**	**555**	**681**	**(651)**	**39**	**13.805**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(196)	1	(38)	(15)	(195)		(443)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	1.321	49	412	(34)	(2)		1.746
Imposte sul reddito[a]	(5.543)	(924)	(259)	(218)	249	(13)	(6.708)
Tax rate (%)							*44,4*
Utile (perdita) netto adjusted	**5.516**	**2.373**	**670**	**414**	**(599)**	**26**	**8.400**
di competenza:							
- interessenze di terzi							78
- azionisti Eni							**8.322**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**4.771**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							402
Esclusione special item							3.149
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**8.322**

(a) Escludono gli special item.

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

2022 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**15.963**	**3.730**	**460**	**(825)**	**(1.956)**	**138**	**17.510**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(416)			(148)	(564)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	30		962	2	1.062		2.056
- svalutazioni (riprese di valore) nette	432	(12)	717	(37)	40		1.140
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	2						2
- plusvalenze nette su cessione di asset	(27)		(10)	1	(5)		(41)
- accantonamenti a fondo rischi	34		52		1		87
- oneri per incentivazione all'esodo	34	4	46	65	53		202
- derivati su commodity		(1.805)	4	1.412			(389)
- differenze e derivati su cambi	(54)	244	(33)	(5)	(3)		149
- altro	55	(98)	147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	**506**	**(1.667)**	**1.885**	**1.440**	**1.276**		**3.440**
Utile (perdita) operativo adjusted	**16.469**	**2.063**	**1.929**	**615**	**(680)**	**(10)**	**20.386**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(319)	(17)	(36)	(11)	(669)		(1.052)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	2.086	4	637	(6)	(91)		2.630
Imposte sul reddito[a]	(7.402)	(1.068)	(616)	(201)	673	6	(8.608)
Tax rate (%)							*39,2*
Utile (perdita) netto adjusted	**10.834**	**982**	**1.914**	**397**	**(767)**	**(4)**	**13.356**
di competenza:							
- interessenze di terzi							55
- azionisti Eni							**13.301**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**13.887**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(401)
Esclusione special item							(185)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**13.301**

(a) Escludono gli special item.

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

2021 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**10.113**	**899**	**45**	**2.355**	**(863)**	**(208)**	**12.341**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	60		150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26	1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247						247
- plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi	113		(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo	60	5	42	(5)	91		193
- derivati su commodity		(207)	50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)			183
- altro	71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	**(773)**	**(319)**	**1.562**	**(1.879)**	**223**		**(1.186)**
Utile (perdita) operativo adjusted	**9.340**	**580**	**152**	**476**	**(640)**	**(244)**	**9.664**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito[a]	(4.115)	(394)	(54)	(144)	244	68	(4.395)
Tax rate (%)							*50,3*
Utile (perdita) netto adjusted	**5.593**	**169**	**62**	**327**	**(1.626)**	**(176)**	**4.349**
di competenza:							
- interessenze di terzi							19
- azionisti Eni							**4.330**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**5.821**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(1.060)
Esclusione special item							(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**4.330**

(a) Escludono gli special item.

RICONDUZIONE UTILE OPERATIVO PROFORMA ADJUSTED DI GRUPPO

(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.	Var. %
Utile operativo adjusted E&P	9.934	16.469	(6.535)	(40)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti[a]	3.414	4.431	(1.017)	(23)
Utile operativo proforma adjusted E&P	**13.348**	**20.900**	**(7.552)**	**(36)**
Utile operativo adjusted GGP	3.247	2.063	1.184	57
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti[b]	186		186	
Utile operativo proforma adjusted GGP	**3.433**	**2.063**	**1.370**	**66**
Utile operativo adjusted Enilive, Refining e Chimica	555	1.929	(1.374)	(71)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti[c]	404	516	(112)	(22)
Utile operativo proforma adjusted Enilive, Refining e Chimica	**959**	**2.445**	**(1.486)**	**(61)**
Utile operativo adjusted altri settori	30	(65)	95	..
Effetto eliminazione utili interni	39	(10)	49	
Utile operativo proforma adjusted di Gruppo	**17.809**	**25.333**	**(7.524)**	**(30)**

(a) Vår Energi, Azule Energy e Mozambique Rovuma Venture.
(b) SeaCorridor.
(c) ADNOC R&T e St. Bernard Renewables Llc.

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 2023 Valori da schema legale	31 dicembre 2023 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2022 Valori da schema legale	31 dicembre 2022 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			56.299		56.332
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.834		4.446
Attività immateriali			6.379		5.525
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.576		1.786
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			13.886		13.294
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		2.335		1.978
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.031)		(2.320)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(36)		(4)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)	(65)		(79)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	200		301	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	205		23	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(2.335)		(2.561)	
Totale Capitale immobilizzato			**83.278**		**81.041**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.186		7.709
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		13.184		16.556
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(14.231)		(19.527)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(2.112)		(2.991)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.685)		(2.108)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(38)		(253)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.811)		(1.463)	
- passività per imposte differite		(4.702)		(5.094)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(16)		(34)	
- attività per imposte sul reddito correnti		460		317	
- attività per imposte sul reddito non correnti		142		114	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	915		807	
- attività per imposte anticipate		4.482		4.569	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	137		157	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	9		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(5)		(6)	
Fondi per rischi e oneri			(15.533)		(15.267)
Altre attività (passività), composti da:			(892)		316
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)	7		8	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.158		3.980	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	4.722		12.014	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	3.051		2.056	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(4.083)		(3.615)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(3.732)		(11.006)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(4.015)		(3.121)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(13.398)**		**(13.204)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(748)**		**(786)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**747**		**156**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		2.609		264	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(1.862)		(108)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**69.879**		**67.207**
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			**53.644**		**55.230**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			28.729		26.917
- passività finanziarie a lungo termine		21.716		19.374	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.921		3.097	
- passività finanziarie a breve termine		4.092		4.446	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.193)		(10.155)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(6.782)		(8.251)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(855)		(1.485)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			**10.899**		**7.026**
Passività per beni in leasing, composti da:			5.336		4.951
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.208		4.067	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		1.128		884	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16[a]			**16.235**		**11.977**
COPERTURE			**69.879**		**67.207**

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2023 Valori da schema legale	2023 Valori da schema riclassificato	2022 Valori da schema legale	2022 Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		**4.860**		**13.961**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		7.781		4.369
- ammortamenti	7.479		7.205	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.802		1.140	
- radiazioni	535		599	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.336)		(1.841)	
- altre variazioni	(700)		(2.773)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	1		39	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(441)		(524)
Dividendi, interessi e imposte		5.596		8.611
- dividendi	(255)		(351)	
- interessi attivi	(517)		(159)	
- interessi passivi	1.000		1.033	
- imposte sul reddito	5.368		8.088	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.811		(1.279)
- rimanenze	1.792		(2.528)	
- crediti commerciali	3.322		(1.036)	
- debiti commerciali	(4.823)		2.284	
- fondi per rischi e oneri	97		2.028	
- altre attività e passività	1.423		(2.027)	
Dividendi incassati		2.255		1.545
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(6.283)		(8.488)
Interessi (pagati) incassati		(460)		(735)
- interessi incassati	459		116	
- interessi pagati	(919)		(851)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**15.119**		**17.460**
Investimenti		(9.215)		(8.056)
- attività materiali	(8.739)		(7.700)	
- attività immateriali	(476)		(356)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.592)		(3.311)
- partecipazioni	(1.315)		(1.675)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.277)		(1.636)	
Disinvestimenti		596		1.202
- attività materiali	122		149	
- attività immateriali	32		17	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	395		(60)	
- partecipazioni	47		1.096	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(348)		2.361
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(3)	
- investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(388)		(350)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(209)		927	
- disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	32		483	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	217		1.304	
Free cash flow		**3.560**		**9.656**

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2023 Valori da schema legale	2023 Valori da schema riclassificato	2022 Valori da schema legale	2022 Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**3.560**		**9.656**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		2.194		786
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	2.194		786	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		315		(2.569)
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine	4.971		130	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(3.161)		(4.074)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.495)		1.375	
Rimborso di passività per beni in leasing		(963)		(994)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.882)		(4.841)
- apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi	(16)		92	
- acquisto di azioni proprie	(1.803)		(2.400)	
- cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	(60)		536	
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.046)		(3.009)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(36)		(60)	
- effetto emissione di obbligazioni convertibili	79			
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)		(138)
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(138)		(138)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(62)		16
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(62)		16	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**24**		**1.916**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Nel corso dell'esercizio 2023 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- conferimento a Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA) del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" costituito dall'insieme dei rapporti attivi e passivi inerenti all'attività raffinazione bio, commercializzazione e distribuzione di carburanti e altri prodotti petroliferi e bio e servizi alla mobilità. L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 dicembre 2022 con efficacia dal 1° gennaio 2023[4]. L'operazione è stata effettuata in continuità di valori civilistici e fiscali e ha determinato un incremento del valore della partecipazione di €1.049 milioni;
- fusione transfrontaliera per incorporazione della Eni Finance International SA. L'operazione è stata approvata in data 22 giugno 2023; l'atto di fusione è stato stipulato in data 18 dicembre 2023, con efficacia giuridica dal 21 dicembre 2023. Le operazioni della società incorporata sono state rilevate nella contabilità di Eni SpA a partire dal 1° dicembre 2023, e considerato il ridotto lasso temporale rispetto alla data di efficacia giuridica della fusione non è stata operata la riesposizione dei dati comparativi.

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati:

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	42.790	74.679	38.249	(31.889)
Altri ricavi e proventi	432	542	474	(110)
Costi operativi	(41.050)	(67.447)	(34.490)	26.397
Altri proventi (oneri) operativi	705	(6.325)	(2.278)	7.030
Ammortamenti	(634)	(825)	(930)	191
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(644)	(334)	(455)	(310)
Radiazioni	(19)	(65)	(1)	46
Risultato operativo	**1.580**	**225**	**569**	**1.355**
Proventi (oneri) finanziari	(265)	(216)	(207)	(49)
Proventi (oneri) su partecipazioni	2.282	3.771	6.918	(1.489)
Utile prima delle imposte	**3.597**	**3.780**	**7.280**	**(183)**
Imposte sul reddito	(325)	1.623	395	(1.948)
Utile netto	**3.272**	**5.403**	**7.675**	**(2.131)**

L'**utile netto** di Eni SpA di €3.272 milioni si riduce di €2.131 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento delle imposte sul reddito (€1.948 milioni) a seguito della minore ripresa di valore delle attività per imposte anticipate; (ii) della riduzione dei proventi netti su partecipazioni (€1.489 milioni) per effetto principalmente della circostanza che nel 2022 sono state rilevate plusvalenze da conferimento e dei maggiori oneri netti connessi alle valutazioni da impairment. Tali effetti sono parzialmente compensati dal miglioramento del risultato operativo (€1.355 milioni) riferibile essenzialmente alle linee di business Global Gas & LNG Portfolio (€1.870 milioni) e alla linea di business E&P (€787 milioni).

(4) Nell'ambito della stessa operazione nel corso del 2023 sono seguiti altri due conferimenti stipulati, rispettivamente, il 22 giugno 2023, con efficacia dal 1° luglio 2023 e il 20 dicembre 2023, con efficacia dal 1° gennaio 2024.

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)	2023	2022	2021	Var. ass.
Exploration & Production	2.114	2.743	2.198	(629)
Global Gas & LNG Portfolio	19.303	39.812	18.374	(20.509)
Refining	18.437	25.335	15.505	(6.898)
Power	4.369	9.803	4.089	(5.434)
Corporate	1.082	1.057	976	25
Elisioni	(2.515)	(4.071)	(2.893)	1.556
	42.790	**74.679**	**38.249**	**(31.889)**

I **ricavi** Exploration & Production (€2.114 milioni) si riducono di €629 milioni, pari al 22,9%, a seguito principalmente della riduzione dei prezzi di vendita del gas e del greggio.

I **ricavi** Global Gas & LNG Portfolio (€19.303 milioni) si riducono di €20.509 milioni per effetto principalmente dello scenario energetico legato ai prezzi del gas e della riduzione dei volumi commercializzati. Tali effetti sono parzialmente compensati dagli effetti del realizzo dei contratti derivati di copertura su commodity attivati per la gestione del rischio prezzo.

I **ricavi** Refining (€18.437 milioni) si riducono di €6.898 milioni, pari al 27,2%, a seguito essenzialmente della circostanza che il 2022 comprendeva i ricavi del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" conferito a Enilive SpA.

I **ricavi** Power (€4.369 milioni) si riducono di €5.434 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte discesa e della riduzione dei volumi commercializzati.

I **ricavi** della Corporate (€1.082 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2022.

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Exploration & Production	(223)	(1.010)	711	787
Global Gas & LNG Portfolio	3.145	1.275	683	1.870
Refining	(751)	658	(205)	(1.409)
Power	74	206	23	(132)
Corporate	(743)	(901)	(557)	158
Eliminazione utili interni[a]	78	(3)	(86)	81
Risultato operativo	**1.580**	**225**	**569**	**1.355**

(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 €223 milioni, migliora di €787 milioni a seguito essenzialmente; (i) della circostanza che nel 2022 erano stati rilevati effetti economici negativi relativi ai derivati su commodity attivati per la gestione del rischio prezzo; (ii) dei minori ammortamenti; (iii) dai minori costi operativi; (iv) delle minori radiazioni di costi capitalizzati relativi a immobilizzazioni in corso. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla diminuzione dei prezzi di vendita del gas e del greggio e delle svalutazioni operate sugli asset operativi.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio, €3.145 milioni, migliora di €1.870 milioni a seguito: (i) delle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL; (ii) dei benefici derivanti da rinegoziazioni contrattuali; (iii) degli effetti economici positivi connessi alla gestione dei contratti derivati su commodity attivati per la gestione del rischio prezzo.

Il **risultato operativo** della Refining, negativo di €751 milioni, peggiora di €1.409 milioni per effetto: (i) della circostanza che il 2022 tiene

conto delle attività del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" conferite a Enilive SpA"; (ii) della riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti, in parte compensati dalla riduzione del costo delle utilities dovuta al calo dei prezzi del gas naturale rispetto al 2022 che riportava margini di raffinazione elevati; (iii) dell'effetto della valutazione scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato delle principali commodity.

Il **risultato operativo** della Power, €74 milioni, peggiora di €132 milioni a seguito principalmente dell'effetto dei minori margini legati al calo dello scenario prezzi; tali effetti sono parzialmente compensati dalle maggiori rivalutazioni da impairment test sui right of use.

Il **risultato operativo** della Corporate, negativo di €743 milioni, migliora di €158 milioni per effetto essenzialmente della circostanza che nel 2022 erano stati operati maggiori accantonamenti degli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Dividendi	3.691	2.336	6.006	1.355
Plusvalenze nette da vendite	373	214	21	159
Plusvalenze da conferimento		2.006		(2.006)
Altri proventi	432	1.238	2.281	(806)
Totale proventi	**4.496**	**5.794**	**8.308**	**(1.298)**
Svalutazioni e perdite	(2.214)	(2.023)	(1.390)	(191)
	2.282	**3.771**	**6.918**	**(1.489)**

IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Imposte correnti	215	(876)	(117)	1.091
Imposte differite e anticipate	(512)	2.514	477	(3.026)
Imposte estere	(27)	(11)	(6)	(16)
Totale imposte sul reddito Eni SpA	**(324)**	**1.627**	**354**	**(1.951)**
Totale imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation	**(1)**	**(4)**	**41**	**3**
	(325)	**1.623**	**395**	**(1.948)**

Le **imposte sul reddito**, €325 milioni, si incrementano di €1.948 milioni a seguito essenzialmente della minore ripresa di valore delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi; tale effetto è parzialmente compensato dal miglioramento delle imposte correnti che nell'esercizio 2022 sono state caratterizzate dall'iscrizione dei contributi di solidarietà delle imprese del settore energetico. La differenza negativa di 17,14% tra il tax rate effettivo (9,04%) e teorico (26,18%) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 23,47 %); (ii) alla quota non imponibile degli effetti delle cessioni di partecipazioni (con effetto sul tax rate del 3,53%); (iii) alla valutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 3,27%). Tali effetti sono parzialmente compensati dalle valutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 13,31%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[5]

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 2023	31 dicembre 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	3.761	5.112	(1.351)
Diritto di utilizzo beni in leasing	1.452	1.654	(202)
Attività immateriali	253	241	12
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.575	1.773	(198)
Partecipazioni	60.344	59.815	529
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	17.578	2.364	15.214
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(126)	(287)	161
	84.837	**70.672**	**14.165**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.856	3.815	(1.959)
Crediti commerciali	6.939	11.082	(4.143)
Debiti commerciali	(7.033)	(11.682)	4.649
Attività (passività) tributarie nette	1.070	1.798	(728)
Fondi per rischi e oneri	(5.641)	(5.661)	20
Altre attività (passività) d'esercizio	911	(911)	1.822
	(1.898)	**(1.559)**	**(339)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(336)**	**(341)**	**5**
Attività destinate alla vendita	**2**	**82**	**(80)**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**82.605**	**68.854**	**13.751**
Patrimonio netto	**51.019**	**52.520**	**(1.501)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**29.690**	**14.074**	**15.616**
Passività per leasing	1.896	2.260	(364)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**31.586**	**16.334**	**15.252**
COPERTURE	**82.605**	**68.854**	**13.751**

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2023 ammonta a €82.605 milioni con un incremento di €13.751 milioni rispetto al 31 dicembre 2022.

Il **capitale immobilizzato**, €84.837 milioni, aumenta di €14.165 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 a seguito essenzialmente dell'incremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (€15.214 milioni) per effetto dei maggiori finanziamenti concessi a società del Gruppo a seguito della fusione per incorporazione in Eni SpA di Eni Finance International SA, precedentemente deputata a gestire la copertura dei fabbisogni e ad assorbire i surplus finanziari delle società estere del Gruppo. Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dal decremento degli immobili, impianti e macchinari (€1.351 milioni) a seguito essenzialmente del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€925 milioni) e delle svalutazioni operate sugli asset della linea di business Exploration & Production (€409 milioni); (ii) dal decremento dei diritti di utilizzo di beni in leasing (€202 milioni) a seguito essenzialmente del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€229 milioni).

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €1.898 milioni, si riduce di €339 milioni per effetto essenzialmente della riduzione delle rimanenze (€1.959 milioni) a seguito del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€438 milioni) e della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato.Tale effetto è parzialmente compensato dall'incremento delle altre attività nette d'esercizio (€1.822 milioni) in particolare per i

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

crediti verso imprese controllate per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (€904 milioni) e la riduzione delle passività da contratti con la clientela a seguito del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€341 milioni).

Le **attività destinate alla vendita**, €2 milioni, si riducono di €80 milioni per effetto del perfezionamento delle cessioni del 49,9% della partecipazione in SeaCorridor Srl e della partecipazione in Servizi Fondo Bombole Metano SpA. Al 31 dicembre 2023 le attività destinate alla vendita si riferiscono a siti dismessi della linea di business Refining.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2022		**52.520**
Incremento per:		
Utile netto	3.272	
Fusione Eni Finance International SA	225	
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	79	
Piano incentivazione di lungo termine	20	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	2	
Altri incrementi	40	
		3.638
Decremento per:		
Acquisto azioni proprie	(1.837)	
III e IV tranches dividendo 2022	(1.472)	
I e II tranches dividendo 2023	(1.533)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(156)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(3)	
		(5.139)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2023		**51.019**

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	**31 dicembre 2023**	31 dicembre 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	47.331	33.059	14.272
Debiti finanziari a breve termine	*26.287*	*17.005*	*9.282*
Debiti finanziari a lungo termine	*21.044*	*16.054*	*4.990*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.119)	(7.628)	509
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.242)	(3.542)	(700)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.280)	(7.815)	1.535
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**29.690**	**14.074**	**15.616**
Passività per leasing	1.896	2.260	(364)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**31.586**	**16.334**	**15.252**

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €15.252 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in attività finanziarie strumentali all'attività operativa (€15.392 milioni); (ii) al pagamento dei dividendi agli azionisti (€3.046 milioni); (iii) agli investimenti in partecipazioni per effetto essenzialmente di nuovi investimenti e degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€2.977milioni); (iv) all'acquisto di azioni proprie (€1.803 milioni); (v) agli investimenti tecnici (€725 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€6.178 milioni), dalle dismissioni (€493 milioni) e dall'incremento non monetario dell'indebitamento finanziario netto a seguito della fusione per incorporazione di Eni Finance International SA (€1.704 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[6]

(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Utile netto	**3.272**	**5.403**	**(2.131)**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.973	2.257	716
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(390)	(2.226)	1.836
- dividendi, interessi e imposte	(2.971)	(3.585)	614
Variazione del capitale di esercizio	871	(697)	1.568
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.423	4.666	(2.243)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**6.178**	**5.818**	**360**
Investimenti tecnici	(725)	(783)	58
Investimenti in partecipazioni	(2.977)	(3.457)	480
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	(15.392)	923	(16.315)
Dismissioni	493	966	(473)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e rami d'azienda	11	76	(65)
Free cash flow	**(12.412)**	**3.543**	**(15.955)**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	886	(1.440)	2.326
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	16.187	4.850	11.337
Rimborso di passività per beni in leasing	(280)	(390)	110
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.849)	(5.409)	560
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	
Effetto emissione bond convertibile	79		79
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	(18)	36
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**(509)**	**998**	**(1.507)**

(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Free cash flow	**(12.412)**	**3.543**	**(15.955)**
Rimborso di passività per beni in leasing	(280)	(390)	110
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.849)	(5.409)	560
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	
Effetto emissione bond convertibile	79		79
Effetto Fusione	1.704		1.704
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	280	(317)	597
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**(15.616)**	**(2.711)**	**(12.905)**
Rimborso di passività per beni in leasing	280	390	(110)
Accensioni del periodo e altre variazioni	84	(328)	412
Variazione passività per beni in leasing	**364**	**62**	**302**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**(15.252)**	**(2.649)**	**(12.603)**

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Exploration & Production	304	244	60
Refining	351	480	(129)
Corporate	70	59	11
Investimenti tecnici	**725**	**783**	**(58)**

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

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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2023 Valori da schema legale	31 dicembre 2023 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2022 Valori da schema legale	31 dicembre 2022 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			3.761		5.112
Diritto di utilizzo beni in leasing			1.452		1.654
Attività immateriali			253		241
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.575		1.773
Partecipazioni			60.344		59.815
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			17.578		2.364
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 15)	1.970		218	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 15)	15.608		2.146	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(126)		(287)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	181		20	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 10 e nota 17)	(307)		(307)	
Totale Capitale immobilizzato			**84.837**		**70.672**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.856		3.815
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		6.939		11.082
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(7.033)		(11.682)
Attività (passività) tributarie nette:			1.070		1.798
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(539)		(771)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(1.050)		(679)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		272		173	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	188		152	
- attività per imposte anticipate		2.018		2.684	
- passività per imposte differite		(60)			
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		100		78	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	3		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	390		193	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 17)	(245)		(9)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(7)		(25)	
Fondi per rischi ed oneri			(5.641)		(5.661)
Altre attività (passività) di esercizio:			911		(911)
- altri crediti	(vedi nota 7)	1.128		366	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	5.039		12.924	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	507		2.811	
- altri debiti	(vedi nota 17)	(303)		(452)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(4.325)		(13.626)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(1.135)		(2.934)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(1.898)**		**(1.559)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(336)**		**(341)**
Attività destinate alla vendita			**2**		**82**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**82.605**		**68.854**
Patrimonio netto			**51.019**		**52.520**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		21.044		16.054	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.529		2.883	
- passività finanziarie a breve termine		23.758		14.122	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		7.119		7.628	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 15)	4.242		3.542	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		6.280		7.815	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16			**29.690**		**14.074**
Passività per beni in leasing, composti da:			1.896		2.260
- passività per beni in leasing a lungo termine		1.606		1.887	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		290		373	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS16			**31.586**		**16.334**
COPERTURE			**82.605**		**68.854**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2023 Valori da schema legale	2023 Valori da schema riclassificato	2022 Valori da schema legale	2022 Valori da schema riclassificato
Utile netto		**3.272**		**5.403**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		2.973		2.257
- ammortamenti	634		825	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	644		334	
- radiazioni	19		65	
- effetto valutazione partecipazioni	1.790		785	
- differenze cambio da allineamento	(69)		92	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(100)		146	
- remeasurement delle passività per leasing			(6)	
- piani incentivazione a lungo termine	20		15	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	35		1	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(390)		(2.226)
Dividendi, interessi e imposte		(2.971)		(3.585)
- dividendi	(3.691)		(2.336)	
- interessi attivi	(954)		(203)	
- interessi passivi	1.349		577	
- imposte sul reddito	325		(1.623)	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		871		(697)
- rimanenze	1.718		(1.902)	
- crediti commerciali	4.134		(1.597)	
- debiti commerciali	(4.612)		2.950	
- fondi per rischi ed oneri	234		769	
- altre attività e passività	(603)		(917)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.423		4.666
- dividendi incassati	2.787		5.515	
- interessi incassati	843		209	
- interessi pagati	(1.239)		(558)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	32		(500)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**6.178**		**5.818**
Investimenti tecnici		(725)		(783)
- immobilizzazioni materiali	(648)		(751)	
- immobilizzazioni immateriali	(77)		(32)	
Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda		(2.977)		(3.457)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(15.392)		923
- crediti finanziari strumentali	(15.392)		923	
Dismissioni		493		966
- immobilizzazioni materiali	7		166	
- immobilizzazioni immateriali	14		9	
- partecipazioni	472		791	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento e rami d'azienda:		11		76
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	46		80	
- rami d'azienda	(35)		(4)	

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2023 Valori da schema legale	2023 Valori da schema riclassificato	2022 Valori da schema legale	2022 Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**(12.412)**		**3.543**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		886		(1.440)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	886		(1.440)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		16.187		4.850
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	2.333		(3.437)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	13.854		8.287	
Rimborso di passività per beni in leasing		(280)		(390)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.849)		(5.409)
- dividendi pagati	(3.046)		(3.009)	
- acquisto azioni proprie	(1.803)		(2.400)	
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		18		(18)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		**(509)**		**998**

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. Nel breve termine, i prezzi del petrolio sono influenzati dall'equilibrio tra domanda e offerta e dal livello delle scorte globali. Le variazioni immediate nella produzione, come l'aumento o la diminuzione da parte dei principali Paesi produttori possono causare forti oscillazioni dei prezzi. Inoltre, le tensioni geopolitiche introducono un elevato grado di incertezza. Anche i dati economici rilevanti con riflessi sui consumi possono influenzare i movimenti di prezzo nel breve termine. Infine, le attività speculative nel mercato dei futures del petrolio incrementano la volatilità.

Nel lungo termine, i prezzi del petrolio sono influenzati da tendenze più strutturali. La crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda di petrolio, spinge al rialzo i prezzi. La transizione verso fonti energetiche rinnovabili, le politiche per ridurre le emissioni di carbonio e un maggiore orientamento verso la sostenibilità e l'efficienza energetica possono invece ridurre la domanda di petrolio nel tempo.

Nel 2023 il Brent ha registrato un livello medio di 82,6 $/bbl, in ribasso rispetto al 2022 (-18%) quando il prezzo era stato influenzato in misura significativa dalla guerra in Ucraina. La domanda aumenta di 2,3 milioni barili/giorno vs. 2022 a 101,7 milioni barili/giorno superando i livelli pre-pandemia (100,8 milioni barili/giorno), trainata dal non OCSE (+2,2 milioni barili/giorno). La Cina contribuisce per circa l'80% della crescita totale supportata dagli investimenti in capacità petrolchimica. Nel 2023 l'offerta aumenta di +1,9 milioni barili/giorno, crescita concentrata principalmente nei Paesi non-OPEC guidata dall'America, in particolare dagli USA. Cala il supply OPEC per la politica dei tagli introdotti a sostegno dei prezzi con l'Arabia Saudita che scende a livello di produzione più basso dal 2011 (escluso il periodo pandemico). Nel primo semestre dell'anno, nonostante le preoccupazioni riguardanti l'economia mondiale e le incertezze legate all'economia cinese, la crescente domanda e le politiche dell'OPEC+ hanno mantenuto i prezzi del Brent nell'intorno degli 80 $/bbl. Nel terzo trimestre la domanda ha raggiunto nuovi massimi.

Questa tendenza in un contesto di mercato influenzato anche dalle politiche dell'OPEC+, ha portato a un marcato aumento del Brent, che a settembre ha superato i 90 $/bbl. Il quarto trimestre è stato caratterizzato da prezzi sostenuti dal conflitto in Medio Oriente che ha mantenuto il mercato in uno stato di incertezza; tuttavia, a fine anno i dubbi riguardo la compliance delle politiche OPEC+ e le preoccupazioni sul contesto macroeconomico hanno causato un indebolimento dei prezzi. L'OPEC+ nel corso del 2023 ha confermato il suo ruolo di market manager intervenendo in modo significativo nel mercato con l'intento di supportare la stabilità dei prezzi: dopo il taglio della produzione a ottobre 2022 di circa 2 milioni di barili/giorno, si sono aggiunti ad aprile 2023 un taglio produttivo volontario di 1,66 milioni di barili/giorno e agli inizi di giugno un ulteriore taglio volontario da parte di Arabia Saudita di 1 milione barili/giorno in vigore da luglio ed esteso successivamente fino a dicembre. A causa delle incertezze sulla tenuta dell'economia globale, che vede la contrazione dell'attività industriale in Europa, la ripresa della Cina inferiore alle attese e contrastanti segnali dagli USA, e dell'aumento degli yield sugli asset privi di rischio, gli operatori finanziari hanno a più riprese liquidato le posizioni lunghe sui future del petrolio innescando brusche e significative correzioni. La curva dei prezzi a futuri del greggio si è progressivamente appiattita a fine 2023.

Le compagnie petrolifere internazionali quotate hanno mantenuto la disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi di mercato causata dal COVID-19, caratterizzata da un approccio prudente alle decisioni d'investimento, piani di spesa finalizzati al solo sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando nell'allocazione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi ancora elevati la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti. Inoltre, la sottovalutazione dei titoli azionari delle compagnie petrolifere (in termini di comuni multipli di borsa rispetto alla media degli indici azionari) rende più attrattivo l'investimento nel riacquisto delle azioni proprie rispetto a investimenti di crescita delle produzioni.

L'outlook per il 2024 è caratterizzato da elementi di incertezza in relazione alla crescita economica e alle tensioni geopolitiche. Nonostante il consensus degli economisti ritenga poco probabile uno scenario di hard landing (in conseguenza delle politiche monetarie restrittive) grazie alla solidità dell'economia USA, si prevede un periodo di debolezza delle economie occidentali (in particolare quelle europee), mentre la Cina andrà incontro ad un rallentamento strutturale del proprio tasso di crescita. Il prezzo del petrolio potrebbe essere sostenuto dalla continua crescita della domanda prevista aumentare di oltre 1 Mb/g nel 2024.

Permangono i rischi sistemici rappresentati principalmente dal perdurare della guerra in Ucraina, dalle controversie commerciali

tra Stati Uniti e Cina e dall'instabilità in Medio Oriente che alimentano incertezza e volatilità sui mercati finanziari ed energetici. Il management sconta le incertezze macroeconomiche in una previsione di prezzo di 80 $/bbl per il greggio Brent nel 2024/2025 e un valore di lungo termine nominale di circa 90 $/bbl a partire dal 2032, in linea con le precedenti previsioni. Oltre tale orizzonte, in termini reali il prezzo del petrolio è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una correzione ancora più accentuata, dopo aver raggiunto valori record durante l'estate 2022 in connessione con l'intensa attività di riempimento degli stoccaggi (e di altri fattori congiunturali come, ad esempio, i bassi contributi di generazione da nucleare in Francia e da idroelettrico) in vista di una possibile crisi invernale dovuta alla carenza delle forniture russe, raggiungendo il record storico di circa 300 €/MWh ai mercati spot continentali in Europa. Nei mesi successivi, i fondamentali del mercato sono mutati in modo sostanziale per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento della produzione USA e delle esportazioni di GNL che hanno raggiunto valori record grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione (in particolare negli USA) e di un corrispondente incremento dei terminali di ricezione in Europa, della riduzione strutturale dei consumi industriali dovuta alle chiusure definitive di impianti energivori nel continente e alla delocalizzazione di produzioni, della competizione delle rinnovabili e calo della domanda elettrica, nonché per effetto di adeguati livelli di stoccaggio. Il lento ritmo della ripresa asiatica dove i consumi di GNL hanno registrato un incremento minore rispetto agli anni 2020-2021, ha riportato il mercato globale di gas naturale ad un equilibrio anche se fragile. Nel 2023, il prezzo medio del gas nel mercato europeo (spot Title Transfer Facility) è diminuito di circa l'85% rispetto al picco storico di agosto 2022 e di circa il 66 % vs. il 2022 (a circa 41 €/MWh rispetto ai circa 121 €/MWh del 2022). Nel medio termine i prezzi sono attesi convergere sul valore di equilibrio di circa 35 €/MWh (24 €/MWh al 2030) in relazione all'avvio di rilevanti progetti GNL soprattutto negli USA e in Qatar.

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. La flessione dei prezzi degli idrocarburi del 2023 ha influito negativamente sulla performance operativa del settore E&P per circa €5 miliardi e con un impatto sul flusso di cassa operativo del Gruppo di circa €3 miliardi. 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. L'analisi di sensitività per l'anno 2024 prevede 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 80 $/bbl; si precisa che tale analisi di sensitività è ritenuta valida per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione. La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.

L'attività Oil & Gas è un business a elevata intensità di capitale che necessita di notevoli risorse finanziare per lo sviluppo delle riserve. Qualora il Gruppo non sia in grado di ottenere adeguati mezzi finanziari, il business potrebbe contrarsi

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 del petrolio e del gas naturale; (iv) la capacità di acquisire, scoprire e produrre nuove riserve; e (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.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla performance e sulle prospettive reddituali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di

espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti di sviluppo. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività, nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero anti-economiche 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, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.
Nel 2023 il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla sensibile riduzione del costo del gas. Questi fattori sono stati attenuati dalla riduzione della redditività del gasolio, che sconta il rallentamento dell'attività industriale. Il margine medio SERM nel 2023 si è attestato su livelli ancora storicamente sostenuti con una media di circa 10 $/bbl. Tale indicatore, tuttavia, non riflette appieno i margini effettivi delle raffinerie Eni nel 2023, che sono stati influenzati negativamente dal restringimento dei differenziali tra greggi sour/heavy vs. greggi light/sweet a causa della rarefazione dell'offerta dei primi dovuta al regime sanzionatorio nei confronti del greggio russo Ural e ai tagli produttivi dell'OPEC. In normali condizioni di mercato le raffinerie complesse in grado di lavorare greggi pesanti beneficiano dei prezzi dei greggi meno pregiati a sconto rispetto al greggio benchmark Brent.
È prevedibile che i margini di raffinazione si indeboliscano nel medio termine per effetto dell'ingresso di nuova capacità principalmente in Medio Oriente e Asia con l'avvio di impianti di dimensioni mega. Il settore della raffinazione europea si conferma un business caratterizzato da fattori di debolezza strutturale 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 per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.
Il business della Chimica Eni gestito dalla Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA), accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali. Nel corso del 2023 gli svantaggi competitivi di Versalis sono stati aggravati dalla flessione della domanda di commodity nei principali mercati di sbocco (Italia, Europa) a causa del rallentamento economico dell'Eurozona e della caduta della produzione industriale nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche ambientali.
In tale ambiente competitivo Versalis ha registrato per il 2023 una perdita operativa adjusted di €614 milioni ai quali si aggiungono svalutazioni d'impianti per circa €405 milioni in funzione delle minori prospettive di redditività del settore nell'attuale scenario.
Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Il contesto in cui Eni opera è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di transizione energetica messe in atto dai governi di numerosi Stati. Queste politiche definiscono le linee d'azione per realizzare gli impegni presi dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi, in particolare con quanto contenuto nell'accordo raggiunto alla COP28 sul Global Stocktake, che fa riferimento esplicito, per la prima volta, alla necessità di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili ("transitioning away from fossil fuels"). Gli impegni al raggiungimento della neutralità carbonica e il possibile cambiamento delle preferenze dei consumatori potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine e un aumento dei costi operativi del settore Oil & Gas. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/red-

ditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono le decisioni di investimento a lungo termine sempre più rischiose. Inoltre, la crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società. In risposta a queste tendenze emergenti, 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 sostenibili e dei chemicals ecocompatibili, così come dello sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni e di vettori energetici low carbon.

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 al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico.

Normativo: a livello globale, in relazione agli impegni di decarbonizzazione dei Paesi, è ipotizzabile, nel medio-lungo termine, un'evoluzione normativa che porti alla diffusione di nuovi meccanismi di carbon pricing e/o obblighi di introduzione di quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon nel mercato. Con riferimento al contesto europeo, Eni è soggetta all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) e all'UK Emission Trading Scheme (UK ETS) per circa la metà delle sue emissioni dirette di GHG. Secondo tale meccanismo, l'impresa ha l'onere di acquistare quote di emissione a copertura dell'eccesso rispetto a quanto assegnato gratuitamente. Con riferimento all'area extra UE, diverse economie in via di sviluppo hanno annunciato l'implementazione di meccanismi di carbon pricing, seppur si prevede che, almeno in una fase iniziale, questi siano caratterizzati da contenuti prezzi della CO_2 con impatto non significativo sulle attività Eni.

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

Legale: alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziali nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, sulla base di presunzione di responsabilità per gli impatti connessi al climate change, per presunte violazioni dei diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing". I ricorrenti investitori istituzionali o esponenti della società civile hanno ottenuto sentenze di condanna (sebbene i diversi gradi di giudizio siano ancora da esperire) delle società petrolifere ad adottare piani di decarbonizzazione maggiormente incisivi, in altri casi hanno chiesto il riconoscimento della responsabilità del Board nella gestione della strategia climatica oppure hanno promosso risoluzioni assembleari che interferiscono con i piani aziendali. Nel 2023 Eni è stata citata in giudizio da parte di alcune NGO e privati cittadini per presunte responsabilità per il cambiamento climatico, mentre è parte di alcuni procedimenti in California promossi da diversi soggetti economici che lamentano perdite di reddito dovute al cambiamento climatico e reclamano un risarcimento da parte delle compagnie petrolifere.

Questi eventi dimostrano come alcune istituzioni e stakeholder stiano mettendo in discussione la license to operate delle società petrolifere occidentali percepite da queste poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori in campo legale.

Reputazionale: nella crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico, una parte della società civile (movimenti ambientalisti, ONG, giovani generazioni), istituzioni governative e altri stakeholder percepiscono le compagnie Oil & Gas tra i principali responsabili. Ciò porta a una sempre maggiore 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". Recentemente, alcuni grandi banche e istituzioni finanziarie soprattutto europee hanno annunciato di interrompere il finanziamento diretto di nuovi progetti Oil & Gas. 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: attualmente, il mercato è caratterizzato da elevata incertezza a causa dell'azione simultanea di diverse variabili: le tensioni geopolitiche, le politiche per la decarbonizzazione (estremamente disomogenee a livello geografico), l'andamento di domanda e offerta. Tale scenario accentua la complessità 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 in varie fasi di commercializzazione o sviluppo) si muovano in maniera più rapida rispetto alle aspettative del Gruppo, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, sui risultati operativi, sul cash flow e sui ritorni per gli azionisti.

Tecnologico: nel medio-lungo termine, diverse tecnologie finalizzate a costruire un modello di consumo energetico low 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 questo, l'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione delle società Oil & Gas. Eni è impegnata nello sviluppo di nuove tecnologie e vettori energetici volti a trasformare il suo portfolio, come la cattura e stoccaggio delle emissioni, la produzione/trasporto di idrogeno, e la fusione a confinamento magnetico. Il mancato presidio di tecno-

logie che si riveleranno essenziali per la transizione energetica e, d'altra parte, il fallimento o il ritardo nello sviluppo delle tecnologie in cui il Gruppo investe per la transizione potrebbe portare a un rischio finanziario significativo.

Fisici: in base agli studi della comunità scientifica, l'aumento della frequenza di fenomeni meteoclimatici acuti e cronici a elevato impatto sull'economia e sulla vita delle comunità, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, è correlato al cambiamento climatico. Gli eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura.

Maggiori informazioni sono fornite alla Nota n.15 delle "Note al Bilancio Consolidato".

RISCHI CONNESSI AL DEBOLE CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel 2024 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale. L'outlook 2024 presenta elementi di incertezza in relazione alle prospettive dell'economia mondiale e alle tensioni geopolitiche. Nonostante il consensus degli economisti attribuisca una contenuta probabilità a uno scenario di hard landing, la crescita globale risentirà del protrarsi della fase di debolezza delle economie occidentali (in particolare quelle europee), mentre la Cina potrebbe andare incontro ad un rallentamento strutturale del proprio tasso di sviluppo.

Aumentano i rischi sistemici, dovuti soprattutto all'intensificarsi delle tensioni geopolitiche legate principalmente al perdurare della guerra in Ucraina, alle controversie commerciali tra Stati Uniti e Cina e all'instabilità in Medio Oriente innescata dal conflitto tra Israele e Hamas. L'acuirsi delle tensioni, alimentando incertezza e volatilità sui 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, il flusso di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con società del Gruppo Gazprom. Nel 2023 le forniture di gas naturale da Gazprom a Eni verso i mercati UE si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (nel 2022 avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo per l'anno in corso avevano scontato questa possibilità, limitando coerentemente gli impegni di vendita. Il management assume che anche nel prossimo quadriennio le forniture di gas naturale dalla Russia saranno pressoché nulle. 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 di progetti GNL, ha adattato il portafoglio di forniture e sarà in grado nel medio termine di aumentare progressivamente gli impegni di vendita 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 così dette strategiche relative alle produzioni delle riserve, ai margini di raffinazione e ad 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 2024 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 2024 pari a un cambio euro/dollaro di 1,08.

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 nota n. 28 Impegni Garanzie e Rischi.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2023, circa 82% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente che per varie ragioni sono caratterizzati da un minore grado di stabilità non solo politica, sociale ed economica ma anche normativa rispetto ai Paesi dell'OCSE. Tale instabilità e incertezza anche del quadro legislativo può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture, furti di petrolio dalle pipeline e altre forme di disordine civile e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

I principali rischi connessi all'attività svolta in tali Paesi esteri sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset del Gruppo, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) complessi iter di rilascio/rinnovo di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (vi) sistema di sanzioni adottate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati Paesi che possono compromettere la capacità di Eni di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto ad un maggiore profilo di rischio in relazione alla propria operatività in Venezuela, Egitto e Nigeria a causa delle difficoltà finanziarie di questi Paesi che si sono estese alle compagnie petrolifere statali e compagnie locali, che sono partner del Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo.

Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, la situazione di maggiore stabilità interna ha consentito il regolare svolgimento delle attività estrattive, nonché l'avvio di discussioni con la compagnia di Stato NOC per possibili futuri sviluppi di riserve gas nel Paese. Nel 2023 Eni e la National Oil Corporation (NOC) hanno siglato un accordo per avviare lo sviluppo delle "Strutture A&E", progetto strategico volto ad aumentare la produzione di gas per rifornire il mercato interno libico, oltre a garantire l'esportazione di volumi in Europa. "Strutture A&E" è il primo grande progetto ad essere sviluppato nel Paese dall'inizio del 2000 e prevede la costruzione di un impianto di cattura dell'anidride carbonica (CCS) a Mellitah e stoccaggio della CO_2 nel giacimento offshore di Bahr Essalam, che consentirà una significativa riduzione dell'impronta carbonica complessiva, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni. Stesso obiettivo è alla base del progetto "Bouri Gas Utilization", sanzionato a maggio 2023, che prevede una riduzione delle emissioni di circa 1,5 milioni di tonnellate CO_2 equivalente/anno e la valorizzazione di gas equity. Nel 2023 Eni ha prodotto in Libia 169 mila di barili olio equivalente/giorno pari a circa il 10% della produzione complessiva Eni dell'anno.

Il Venezuela attraversa una crisi strutturale economica e finanziaria causata dalla contrazione delle entrate del settore petrolifero a causa delle sanzioni USA volte a colpire il settore petrolifero del Paese, il Governo venezuelano e le Società di Stato del petrolio. L'outlook finanziario del Paese rappresenta un rischio per il recupero dell'investimento Eni nel giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Gli investimenti e le riserve in altri progetti Eni nel Paese sono stati completamente svalutati in precedenti reporting period a causa dei rischi connessi all'ambiente operativo. Alla data di bilancio, il capitale investito Eni nel Paese ammonta a circa €1 miliardo, relativo principalmente ai crediti commerciali scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") per le forniture del gas equity del giacimento Perla, la cui recuperabilità è resa difficoltosa dal regime sanzionatorio USA. Nel corso del 2023 l'aumento dei crediti connesso alle forniture di gas naturale del periodo è stato in parte compensato da alcuni rimborsi in kind, mediante assegnazione di carichi di greggio di proprietà PDVSA resosi possibile anche grazie a un sostanziale miglioramento del quadro sanzionatorio che ha consentito di aumentare la flessibilità e l'efficacia delle attività di recupero crediti in particolare nell'ultimo trimestre del 2023. L'esposizione verso il Venezuela rimane un fattore di rischio nel breve-medio termine.

L'Egitto sta attraversando una fase di contrazione economica e di difficoltà finanziarie a causa della crisi in Medio Oriente e della riduzione del traffico merci attraverso il Golfo di Suez. Tale situazione riduce il grado di solvibilità delle compagnie di Stato del Paese che acquistano la quota equity delle produzioni Eni, in particolare di gas naturale. Questo ha comportato un ritardo nei pagamenti dei crediti vantati da Eni per le forniture del 2023.

In Nigeria, il Gruppo ha delle esposizioni creditizie a rischio relative al finanziamento dei progetti Oil & Gas del Paese, di cui Eni, in qualità di operatore, sostiene i costi di sviluppo addebitandoli, in proporzione alle rispettive quote di partecipazione nell'iniziativa, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e a eventuali partner locali. L'ammontare dei crediti scaduti nei confronti della controparte di Stato alla data di

bilancio non è di entità tale da comportare una revisione della qualità del credito. Un'importante area di rischio è invece rappresentata dall'esposizione nei confronti di un partner compagnia petrolifera locale che ha sospeso i pagamenti per chiamate fondi da alcuni anni stante l'arbitrato in corso relativo alla contestazione sull'ammontare degli addebiti Eni. Tuttavia, tale controversia potrebbe risolversi nell'ambito del processo di vendita dell'interessenza Eni negli asset petroliferi onshore alla medesima controparte.

Altri rischi Paese in Nigeria sono connessi all'ambiente operativo in relazione al fenomeno delle continue sottrazioni di petrolio dalle pipeline che trasportano greggio di proprietà Eni, con conseguenti perdite di fatturato, danneggiamenti alle infrastrutture e sversamenti nel suolo. Inoltre, Eni è parte in un procedimento arbitrale in relazione alla conversione del titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo.

L'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza del Gruppo in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

L'attività del Gruppo è soggetta alla normativa italiana, europea e internazionale in materia di tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Benché il Gruppo svolga la propria attività nel rispetto di tali leggi e regolamenti, il rischio di incorrere in incidenti, violazioni di complesse normative e altri oneri imprevisti, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono connaturati alla natura delle attività poste in essere dal Gruppo.

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive, inquinamento dei terreni e delle falde con possibili, rilevanti conseguenze sui dipendenti e altro personale coinvolto, le comunità circostanti e la proprietà. Tali eventi di rischio potrebbero assumere, in circostanze particolarmente avverse, 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 specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Anche le day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una rigida 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 ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità Amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere respon-

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

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

Inoltre, il mancato adeguamento alla normativa ambientale (che risulta peraltro in rapida e continua evoluzione) ovvero il mancato adempimento a provvedimenti e imposizioni di adeguamento delle attività svolte, può esporre il Gruppo al rischio di essere ritenuto responsabile civile di eventuali danni e conseguenti richieste di risarcimento. L'eventuale soccombenza in relazione ai procedimenti in corso potrebbe determinare in relazione alla responsabilità amministrativa dell'Ente l'applicazione di sanzioni pecuniarie e/o interdittive, quali l'interdizione dall'esercizio dell'attività, la sospensione o la revoca di autorizzazioni, licenze o concessioni, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, le prospettive, la reputazione nonché la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'AUMENTO DELLE IMPOSTE SUL REDDITO E DELLE ROYALTIES

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, la cui incidenza sull'utile ante imposte tende a essere più elevata rispetto al resto delle 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 avrebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa.

Nel 2022 la pressione fiscale sulle compagnie petrolifere europee è stata inasprita in modo significativo a causa della percezione da parte delle istituzioni politiche e dell'opinione pubblica che le stesse beneficiassero in maniera sproporzionata del clima di incertezza economica e finanziaria connessa alla guerra russo-ucraina che aveva determinato un'elevata volatilità nei prezzi dell'energia, e nell'ottica di alleviare il costo della bolletta energetica per imprese e famiglie ridistribuendo i profitti del settore Oil & Gas. Eni ha registrato incrementi della pressione fiscale in Regno Unito, avente carattere strutturale, e attraverso prelievi una tantum in Italia.

L'ultimo in ordine temporale 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 un 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 che Eni ritiene estranee alla base imponibile generata in relazione allo scenario energetico 2022.

Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbero determinare un incremento, anche significativo delle imposte cui è soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO NEL SETTORE IN CUI OPERA IL GRUPPO

L'attuale contesto competitivo in cui Eni opera è caratterizzato da prezzi e margini volatili delle commodity energetiche, limitata differenziazione dei prodotti e complessi rapporti con le compagnie di Stato e le agenzie nazionali dei Paesi in cui sono ubicate le riserve di idrocarburi per l'ottenimento di diritti di sfruttamento minerario. Poiché i prezzi delle materie prime sono al di fuori del controllo di Eni, la competitività della compagnia in tale contesto richiede una continua attenzione all'innovazione tecnologica, al raggiungimento e mantenimento di efficienze nei costi operativi, a una gestione efficace delle risorse di capitale e alla capacità di fornire servizi agli acquirenti di energia.

Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi, che possono aumentare in caso di una ripresa economica più debole del previsto derivante dalle conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina o nel caso in cui le politiche monetarie

restrittive delle banche centrali provochino un "hard landing" dell'economia, il Gruppo potrebbe non riuscire a mantenere o aumentare i propri volumi di vendita e di redditività, con effetti negativi sull'attività, sulle prospettive, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI, ALL'IMPOSSIBILITÀ DI RIMPIAZZO DELLE RISERVE E ALLE INCERTEZZE NELLE STIME DELLE RISERVE DI PETROLIO E DI GAS NATURALE E ALLE RISERVE NON ANCORA SVILUPPATE

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario sia nella fase esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità insufficienti d'idrocarburi tali da giustificarne lo sfruttamento economico, sia nella fase di sviluppo, in relazione al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali sulla cui base è valutata la redditività dei progetti. L'attività è per sua natura esposta a rilevanti rischi operativi.

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, mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali, nonché dai rischi di aumento dei costi e di volatilità dei prezzi degli idrocarburi. I progetti di sviluppo delle riserve di idrocarburi convenzionali 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 del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso 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 detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita del Gruppo, sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato ospitante, 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, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi di investimenti per difficoltà della first party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'ambiente circostante sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. Per il 2024 sono prevedibili strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, sebbene a un tasso inferiore rispetto a quello registrato nel 2023. Le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attese 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, alle proiezioni di costi operativi e di sviluppo futuri e ai tempi di sostenimento dei costi. Tali stime dipendono da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, quali: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) le modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso delle riserve; (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Oltre a dipendere dalla produzione, dalle revisioni e dalle nuove scoperte, il rimpiazzo delle riserve del Gruppo è influenzato anche dal meccanismo di attribuzione previsto dai Production Sharing Agreements ("PSA"), in base al quale il Gruppo ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire i costi dallo stesso sostenuti per lo sviluppo e la gestione del giacimento stesso. Sulla base di tali meccanismi contrattuali previsti nei PSA, maggiori sono i prezzi di riferimento del Brent utilizzati per stimare le riserve certe di Eni, minore è il numero di barili necessari per recuperare lo stesso ammontare di costo, e viceversa. La produzione futura di petrolio e gas dipende dalla capacità del Gruppo di accedere a nuove riserve attraverso nuove scoperte, l'applicazione di miglioramenti tecnici, il successo delle attività di sviluppo, le trattative con le compagnie petrolifere nazionali e altri proprietari di riserve note e le acquisizioni.

Il Gruppo potrebbe non ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle riserve prodotte con nuove riserve scoperte o un migliore rendimento da parte dei giacimenti ovvero potrebbe incorrere in insuccessi delle attività di esplorazione o nella mancata scoperta di ulteriori riserve commerciali con una conseguente riduzione della produzione futura di petrolio e gas naturale, che dipende in larga misura dal tasso di successo dei progetti di esplorazione e dall'efficienza delle attività di sviluppo nel recuperare i volumi inizialmente stimati. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono comportare significative revisioni negative di stima delle riserve certe che potrebbero avere un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

Rischi operativi

L'attività upstream è esposta a specifici rischi operativi. A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione ed al trattamento dei prodotti, l'attività di upstream è esposta ai rischi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali il rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale da un pozzo a seguito di un incidente di pozzo (c.d. "blowout"), collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni pozzi e di piattaforme o unità galleggianti di produzione e stoccaggio e altri eventi similari che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuori uscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2023 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 70%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo ha in essere coperture assicurative per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi e alla proprietà, agli attivi industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, il verificarsi di eventi dannosi di ampie proporzioni, quali l'incidente che si verificò al pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010, non potrebbe se non in minima parte essere coperto dalla capacità assicurativa disponibile sul mercato e comporterebbe a carico del Gruppo il riconoscimento di oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione.

Rischio 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 per massimizzare l'estrazione di idrocarburi. A causa delle dimensioni inferiori di Eni rispetto ad altre compagnie petrolifere internazionali, il Gruppo potrebbe trovarsi in uno svantaggio competitivo in presenza di progetti su larga scala o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Potrebbe perciò 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 da alcuni anni nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'ambito della strategia di diversificazione e trasformazione del modello di business per ridurre l'esposizione del portafoglio al settore degli idrocarburi.

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, dei servizi per la realizzazione delle opere civili e per l'installazione e l'interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Nel 2023 il settore ha registrato un incremento dei costi di sviluppo a causa dell'aumento dei costi dei servizi e di alcune materie prime, della componentistica, nonché strozzature nella catena di approvvigionamento.

Un eventuale rilevante incremento di tali costi di sviluppo e realizzazione degli impianti, ovvero una significativa dilatazione dei tempi di reperimento dei principali materiali e componenti potrebbe comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo e, in aggiunta, ove il Gruppo non dovesse essere in grado di realizzare gli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili secondo criteri di economicità, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo, con conseguenti effetti pregiudizievoli sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

In aggiunta a quanto sopra, il business delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di 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, che alla data del presente documento sono state adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Eventuali mutamenti o ridimensionamenti di tali politiche, anche attraverso misure fiscali temporanee o straordinarie, in determinati Paesi potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Con riferimento ad eventuali malfunzionamenti e interruzioni di operatività, sia degli impianti di generazione sia delle reti elettriche alle quali gli stessi sono connessi, benché il Gruppo ritenga di essere dotato di adeguata struttura organizzativa, idonei contratti di manutenzione e coperture assicurative, il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione dei suddetti impianti, causati da eventi sia operativi quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, sia di natura straordinaria quali difetti di fabbricazione dei componenti degli impianti, calamità naturali, eventi catastrofici, fenomeni climatici estremi, sabotaggi e altri eventi straordinari similari. Il verificarsi di eventi di tale natura, non del tutto prevedibili e/o non completamente evitabili, potrebbe causare un aumento dei costi e una perdita di ricavi, l'insorgenza di potenziali perdite, la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo, nonché avere effetti negativi sulla reputazione del Gruppo.

Il rendimento degli impianti di energia rinnovabile varia in funzione delle condizioni climatiche. Eventuali condizioni climatiche avverse ovvero non in linea con quelle attese possono comportare una minore produttività e redditività degli impianti del Gruppo. L'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo ovvero, al contrario, un eccesso dei volumi offerti che potrebbe comportare una riduzione, anche significativa, dei prezzi, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Eni svolge la propria attività anche sul piano internazionale e, di conseguenza, è esposto al rischio di violazione di eventuali programmi sanzionatori di natura economica e finanziaria, con possibili conseguenze negative sulla sua attività, sulle sue prospettive nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

In particolare, ad oggi risultano particolarmente rilevanti i programmi sanzionatori adottati nei confronti del Venezuela e della Russia.

Con riferimento al Venezuela, a partire dal 2019 sono state adottate restrizioni da parte degli Stati Uniti d'America volte a colpire, in particolare, le operazioni nel settore petrolifero locale e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo venezuelano, con impatti anche sulle esportazioni di greggio dal Venezuela e sulla possibilità da parte delle compagnie internazionali operanti nel Paese di compensare i crediti vantati nei confronti della società petrolifera di Stato del Venezuela con carichi di greggio.

Per quanto concerne invece la Russia, in seguito all'invasione russa dell'Ucraina, a partire da febbraio 2022 sono state adottate sanzioni particolarmente severe da parte, inter alia, dell'Unione Europea, del Regno Unito e degli Stati Uniti d'America. L'impatto diretto di tali misure sulle attività di Eni è stato relativamente contenuto in considerazione della limitata esposizione del gruppo nel Paese.

Si segnala che nel 2023 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito di programmi di sanzioni economiche e finanziarie.

Sebbene le sanzioni siano generalmente volte a colpire l'economia del Paese oggetto del programma sanzionatorio e il Gruppo adotti misure volte a garantire che le proprie attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, non si può escludere che il possibile deterioramento della situazione economica, sociale e politica del singolo Paese sanzionato, il protrarsi dell'applicazione delle sanzioni, la modifica ovvero l'inasprimento delle stesse possano limitare l'operatività del Gruppo, anche in modo significativo, con impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi ci sono le nuove linee guida pubblicate il 24 marzo 2021 su una omogenea interpretazione del termine "danno ambientale" ai sensi della direttiva 2004/35/Ue, con l'obiettivo di fornire un'interpretazione comune della definizione chiave della disciplina, recepita in Italia con la parte VI del D.lgs. 152/2006. Inoltre, in riferimento alla tutela penale dell'ambiente, il 15 dicembre, la Commissione ha adottato la proposta di una nuova direttiva per reprimere la criminalità ambientale, in linea con un impegno fondamentale del Green Deal europeo. La proposta intende rendere più efficace la normativa obbligando gli Stati membri ad adottare misure di diritto penale.

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente, Eni ha sempre mantenuto aggiornato ed adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Ambiente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida per un'efficace prevenzione dei danni all'ambiente in relazione ai vari scenari di rischio applicabili alle organizzazioni. Il 22 giugno 2021 la Commissione europea ha dato il via libera al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano (PNRR) sbloccando i €191,5 miliardi di fondi per la ripresa e la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del Piano, articolato in 6 missioni, vi è la missione 2 che è volta a supportare la realizzazione della transizione verde ed ecologica della Società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. In questa missione che si articola in 4 componenti specifiche sono compresi, tra gli altri, interventi per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile, nonché azioni per l'efficientamento energetico e del patrimonio immobiliare e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

A supporto della strategia di decarbonizzazione, è stato svolto un programma di energy assessment che ha coinvolto la maggioranza dei siti upstream, e che proseguirà nel 2024 per le consociate meno energivore e con il follow up degli assessment passati. Oltre ad identificare nuovi interventi di efficientamento energetico e verificare lo status di quelli già implementati, nel 2024 si pianificheranno per il quadriennio le adozioni e certificazioni dei sistemi di gestione ISO 50001 delle realtà più energivore non ancora certificate.

A Luglio 2023 il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha formalmente inviato alla Commissione europea la proposta di aggiornamento del PNIEC, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Il PNIEC italiano fissa gli obiettivi nazionali al 2030 su efficienza energetica, fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO_2. Il tragitto indicato dal PNIEC permette al 2030 di raggiungere quasi tutti i target comunitari su ambiente e clima, superando in alcuni casi gli obiettivi prefissi.

La proposta del Piano sarà oggetto nei prossimi mesi di confronto con il Parlamento e le Regioni, oltre che del procedimento di VAS. L' approvazione del testo definitivo dovrà concludersi entro giugno 2024.

Il testo prevede in sintesi un risparmio cumulato annuo al 2030 di circa 51,4 Mtep ed il raggiungimento di una quota del 40% di rinnovabili nei consumi finali lordi di energia che sale al 65% per i consumi solo elettrici. Il 37% di energia da rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento, il 31% nei trasporti, 42% di idrogeno da rinnovabili per gli usi dell'industria. Il 5 aprile 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva che rivede in senso più restrittivo, aggiorna e modernizza la direttiva sulle emissioni industriali 2010/75/Ue (Direttiva IED). A fine novembre 2023, il Consiglio e il Parlamento hanno raggiunto un accordo provvisorio con un testo di compromesso sulla revisione della direttiva. Il prossimo passaggio sarà l'adozione formale da parte delle due istituzioni. La revisione prevede anche l'aggiornamento di modalità e dati ambientali da comunicare attraverso la trasformazione del registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR) in un nuovo portale integrato sulle emissioni industriali, con la conseguente abrogazione del Regolamento 166/2006/CE.

Il 23 febbraio 2022, la Commissione europea ha pubblicato la sua proposta di Direttiva sulla Corporate Sustainability Due Diligence. La futura Direttiva con relative norme nazionali di trasposizione, definisce obblighi per le imprese di grandi dimensioni di un sistema volto a monitorare, prevenire e mitigare gli impatti negativi effettivi e potenziali sull'ambiente, sulle condizioni di lavoro e sui diritti e libertà individuali sia dell'attività dell'impresa, sia della value chain a monte e a valle (fornitori, distributori, rivenditori, ecc.). A fine dicembre 2023 è stato raggiunto un accordo provvisorio tra le Istituzioni UE che deve essere approvato e adottato formalmente da entrambe le istituzioni.

La Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) è un'altra iniziativa chiave del Green Deal per l'Europa e si inserisce in un più ampio quadro normativo che prevede obblighi di disclosure non finanziaria. Il 5 gennaio 2023 è entrata in vigore la direttiva 2022/2464/UE che aggiorna le norme UE sulle informazioni delle imprese sulla sostenibilità ampliando il campo di applicazione e introducendo obblighi di comunicazione dettagliata, anche in un'ottica di lotta al greenwashing. La CSRD modifica la direttiva 2013/34/UE sulle informazioni di carattere non finanziario delle imprese attraverso l'introduzione di disposizioni ad hoc sulla rendicontazione di sostenibilità delle imprese. I nuovi obblighi si applicheranno progressivamente a partire dal 2024.

L'11 dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato "The European Green Deal", la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Sono in vigore dal 14 gennaio 2022 le nuove disposizioni del D.lgs. 196/2021 sulla plastica monouso in recepimento della direttiva 2019/904/UE. Il D.lgs. 8 novembre 2021, n. 196 prevede l'uscita dal mercato di determinati prodotti in plastica monouso (e di tutti i prodotti in plastica oxo-degradabile), misure finalizzate alla riduzione del consumo per altre tipologie di prodotti e l'obbligo di marcare alcune tipologie di prodotti (o gli imballaggi) per informare il consumatore sul corretto smaltimento e sul contenuto di plastica nel prodotto.

Con il DM 24 giugno 2022, n. 259, il Ministero della transizione ecologica ha approvato la Strategia nazionale per l'economia circolare in attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza. Tra gli obiettivi indicati nel documento: un nuovo sistema di tracciabilità digitale dei rifiuti, incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie; la revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti al fine di rendere più conveniente il riciclaggio rispetto al conferimento in discarica e all'incenerimento sul territorio nazionale; il diritto al riutilizzo e alla riparazione. Prevista inoltre la riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore e lo sviluppo/aggiornamento dei regolamenti End of waste (cessazione qualifica di rifiuto).

Nel corso del 2023 sono state emanate diverse disposizioni inerenti al nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), previsto dall'art. 188-bis del D.lgs. 152/2006, in particolare il DM 59/2023 ed i DD 97/2023, 143/2023 e 251/2023. Il RENTRI consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevedrà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato; a partire dal 13/2/2025 entreranno in vigore i nuovi modelli di registro e formulario; dalla stessa data i gestori di rifiuti e i produttori di rifiuti con più di 50 dipendenti dovranno tenere il registro in modalità esclusivamente digitale; il medesimo obbligo si applicherà ad ulteriori soggetti nei 12 mesi successivi e dal 13/2/26 anche i formulari per il trasporto dei ri-

fiuti dovranno essere tenuti in modalità esclusivamente digitale.
Il 1° giugno 2023 è stato pubblicato il D.lgs. 213/2022, correttivo del D.lgs. 116/2020, che apporta modifiche alla Parte IV del D.lgs.152/2006 che regola la disciplina generale dei rifiuti.
Il 1° settembre 2023 è stato pubblicato il DM 119/2023, che stabilisce le regole per l'esercizio in regime semplificato delle attività di preparazione per il riutilizzo, in attuazione dell'art. 214-ter del D.lgs. 152/2006; per i centri di preparazione per il riutilizzo la norma stabilisce requisiti, dotazioni, rifiuti impiegabili, quantitativi massimi ammessi e rifiuti esclusi.
Il 17 agosto 2023 è entrato in vigore il Regolamento 12 luglio 2023, n. 2023/1542/Ue, relativo a batterie e rifiuti di batterie; dal 18 agosto 2025 scatteranno le nuove norme per la gestione dei rifiuti da batterie e sarà abrogata la direttiva 2006/66/CE; inoltre, sono fissati obiettivi di raccolta per i rifiuti di batterie portatili (63% al 2027 e 73% al 2030) e per i rifiuti di batterie per mezzi di trasporto leggeri (51% al 2028 e 61% al 2031).
Dal 30 novembre 2022 è in vigore la norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni in attuazione della Strategia nazionale per l'economia circolare. La norma UNI/TS 11820, "Misurazione della circolarità - Metodi ed indicatori per la misurazione dei processi circolari nelle organizzazioni", definisce un set di indicatori di circolarità (sono 71) applicati a livello meso e micro, atti a valutare il livello di circolarità di una organizzazione o gruppo di organizzazioni. A fine 2023, a valle di alcuni test applicativi della norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni svolti da Aziende attive in differenti ambiti, è partito il processo di revisione della stessa norma. Il 26 ottobre 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di fusione delle due direttive europee sulla qualità dell'aria ambiente finalizzata a migliorare l'attuazione della disciplina e inasprire i livelli consentiti di inquinanti. La proposta legislativa consiste nella revisione della Direttiva Ambient Air Quality (2022/0347), che fonde le precedenti direttive in materia qualità dell'aria ambiente (2008/50/CE e 2004/107/CE). L'obiettivo ultimo è quello di migliorare ulteriormente la qualità dell'aria e di allineare maggiormente le norme dell'UE in materia alle raccomandazioni dell'OMS. Il Consiglio è pronto ad avviare negoziati con il Parlamento europeo per raggiungere un accordo sulla versione definitiva della direttiva. Una volta raggiunto un accordo provvisorio, il testo definitivo dovrà essere formalmente adottato da entrambe le istituzioni. Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.

La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.
La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Nel 2021 Eni ha aggiornato lo strumento normativo adottando un'unica metodologia integrata per lo svolgimento delle analisi ambientali e valutazione degli impatti/rischi per l'Ambiente e l'Organizzazione, inclusi quelli di tipo 231. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato e implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito dell'attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2024 - GRR), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i principali rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 2-10 anni. Già nel report dello scorso anno il GRR evidenziava l'intensificarsi delle crescenti interconnessioni fra crisi idriche e altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari, portando all'emergere di una potenziale "policrisi", la cui evoluzione sarà strettamente correlata al

grado di cooperazione globale e all'impatto del cambiamento climatico e della transizione energetica sull'approvvigionamento di risorse naturali. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (https://www.unwater.org/water-facts) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). È, inoltre, sottolineato come l'acqua sia un elemento cruciale nel rapporto tra Stati e nei potenziali conflitti. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Circa il 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come, ad esempio, il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved oil recovery). Sempre nel settore upstream, attraverso lo studio sistematico e di dettaglio dei flussi idrici sono stati individuati e avviati progetti di riduzione dei prelievi di acqua dolce a stress idrico, in particolare in Egitto. Anche nel downstream sono stati avviati progetti per ridurre i prelievi di acqua dolce di alta qualità nei siti top consumer a stress idrico sostituendoli con fonti di minor pregio quali acque reflue e acque da bonifica o attraverso ricicli interni. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2023 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water. Prima fra i peers, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite principalmente a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli, mezzi e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi tre livelli sono: la gravità dell'evento, l'impatto reale o possibile, la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata, sia all'estero che in Italia, nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che causati da effrazioni. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

L'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms®" (Eni Vibroacustic Pipeline Monitoring System), che permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m, oltre ad aver favorito la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale.

In Nigeria, nel corso del 2023, nell'ambito della strategia di gestione degli spill, sono proseguiti i test di funzionamento del sistema e-vpms®, installato su alcune trunkline e pipeline del network. In aggiunta è stato testato l'utilizzo di droni al fine di migliorare l'identificazione delle attività illegali e per meglio supportare le agenzie di sorveglianza e le autorità nella riduzione dei fenomeni effrattivi. Sono state inoltre potenziate le squadre dedicate alla riparazione dei punti di connessione illegali con conseguente diminuzione degli impatti ambientali legati agli stessi.

Per l'esposizione ai rischi naturali (in particolare terremoti, frane ed esondazioni) è stata ulteriormente sviluppata una metodologia di analisi di rischio quantitativa di spill da condotte.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di $1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e $1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assi-

curative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: $1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di $1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP – International Association of Oil & Gas Producers – per rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a valle di eventuali spill (di petrolio, ma anche di altre sostanze chimiche), anche partecipando alle iniziative regionali in collaborazione con IMO, il GI WACAF (West/Central/Southern Africa) e monitorando le attività dell'iniziativa OSPRI (Caspian Sea, Black Sea and Central Eurasia). Nell'ambito del gruppo di lavoro IPIECA e IOGP, nel corso del 2023 sono state aggiornate alcune Good Practice Guidance relative alla gestione delle emergenze oil spill e ne è stata data opportuna diffusione.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come, ad esempio, il dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events) disponibile a Gela, un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas soprattutto a livello 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 risulta essere ancora influenzata, seppur in modo minore rispetto al 2022, dall'evoluzione del conflitto Russia-Ucraina. La domanda in Europa risulta essere ancora caratterizzata da misure di contenimento superiori ai target prefissati mentre la ripresa dei consumi a livello globale risulta essere lenta in particolare in Asia. Sul lato offerta, la robusta crescita delle produzioni USA, su livelli record, e dei volumi all'export grazie all'apertura di nuovi impianti di liquefazione e al corrispondente aumento della capacità di rigassificazione europea, ha di fatto incrementato la liquidità del mercato tenuto conto anche della possibilità di cargo diversion del GNL. L'evoluzione attesa dell'ambiente competitivo tenderà a comprimere i prezzi e a ridurre la volatilità limitando le opportunità di trading/arbitraggio che sono state alla base degli ottimi risultati del settore nel biennio 2022-2023.

I fattori di mercato sono resi maggiormente complessi dalla presenza nel portafoglio di approvvigionamento di GGP dei contratti 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 ne sta stipulando nuovi, contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa a significativi rischi finanziari nel caso in cui, a causa di un eventuale eccesso di offerta i prezzi di mercato non fossero remunerativi rispetto alla quota di minimum take non coperta da contratti di vendita e attività di risk management, facendo scattare l'applicazione della clausola. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay/ship-or-pay e l'associato rischio finanziario. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), nello scenario in cui Eni sia costretta a cessare i prelievi per adempiere a possibili regimi sanzionatori o in vista dell'obiettivo comunitario di cessare ben prima del 2030 la dipendenza dalle forniture d'idrocarburi dalla Russia, considerato che la data di scadenza di tali contratti è ben oltre il 2030, il Gruppo potrebbe sostenere oneri e passività di ammontare incerto, ma che potrebbero essere significativi.

RISCHI CONNESSI A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrali anche duraturi, con conseguente impiego di risorse, costi e spese legali. Per alcuni di questi procedimenti Eni è stata chiamata in causa ai sensi del D.lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Tali oneri non costituiscono a oggi una voce significativa del bilancio consolidato.

Tuttavia, nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al

momento della stima del fondo di bilancio, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non può escludersi che l'esito dei procedimenti in corso alla data di bilancio, nonché degli eventuali ulteriori procedimenti che si dovessero instaurare successivamente in relazione a controversie pendenti con terze parti non risolte in via extragiudiziale, possano avere un esito sfavorevole per il Gruppo, con accoglimento, in tutto o in parte, delle pretese avanzate dalle controparti per un ammontare superiore alle ragionevoli stime operate dal Gruppo – che, in tal caso, si troverebbe a dover far fronte a passività non previste, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

Non si può escludere che rischi valutati remoti o possibili dal Gruppo possano diventare probabili e determinino adeguamenti al valore dei fondi rischi, o che, in caso di soccombenza in contenziosi per cui i relativi fondi rischi erano ritenuti adeguati, il Gruppo potrebbe subire effetti negativi sulla propria situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria.

Non è possibile escludere che, nel caso in cui la responsabilità amministrativa di Eni fosse concretamente accertata, oltre alla conseguente applicazione delle relative sanzioni, si verifichino ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI INFORMATICI E ALLA SICUREZZA INFORMATICA

L'operatività del Gruppo dipende in misura significativa dai sistemi informatici e dai sistemi di elaborazione dati e da quelli dei propri consulenti e collaboratori per l'efficiente svolgimento delle attività industriali e commerciali, tra le quali in particolare la gestione dei rapporti con i clienti e con le controparti. Il Gruppo si avvale anche di un numero significativo di sistemi e di altre tecnologie forniti da soggetti terzi. Tali sistemi possono essere esposti al rischio di malfunzionamenti, interruzioni, virus, accessi non autorizzati da parte di terzi intenzionati ad estrarre o corrompere informazioni e interruzione dei sistemi informatici, determinando errori nell'esecuzione delle operazioni, inefficienze nei processi, ritardi o cancellazione, perdite di clienti, fermi alla produzione o impedimenti alla spedizione di prodotti e altre interruzioni dell'operatività del Gruppo.

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing sono in crescente aumento.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (ad es. sanzioni), dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Oltre all'utilizzo di sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati al fine di supportare le proprie attività, il Gruppo utilizza tali sistemi per raccogliere e archiviare informazioni e dati sulla propria attività, sui propri clienti e sui propri dipendenti. Un accesso non autorizzato ai sistemi informatici del Gruppo che produca l'indisponibilità degli stessi o la perdita di riservatezza o la modifica non autorizzata di dati, potrebbe avere conseguenze significative dal punto di vista reputazionale, operativo, economico ovvero di compliance, ed è soggetto ad una serie di leggi in continua evoluzione su base globale che potrebbero sottoporre il Gruppo a cause legali, multe o altre conseguenze previste dalla normativa di volta in volta applicabile. In aggiunta, il perdurare dell'attuale situazione di conflitto militare tra Russia e Ucraina e altri conflitti potrebbe comportare, tra l'altro, un aumento degli attacchi a sistemi informatici.

In caso di eventi catastrofici, a bassa probabilità di accadimento, che determinino l'indisponibilità completa di uno o più data center in cui risiedono i sistemi informatici di Eni, l'impatto sul business può essere anche significativo. L'impatto massimo è relativo ad eventi catastrofici che coinvolgano il data center on premise, in cui risiedono, tra gli altri, alcuni dei sistemi critici di Eni.

Qualora dovessero verificarsi malfunzionamenti nei sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati di Eni, il Gruppo potrebbe subire impatti sulle proprie attività produttive, oppure potrebbe ritardare i piani di evoluzione dei sistemi e della digitalizzazione dei processi con possibili conseguenze sui costi di tali progetti o sui benefici attesi.

Inoltre, nella misura in cui tali circostanze determinino perdita di dati o la comunicazione di informazioni riservate o proprietarie, il Gruppo potrebbe subire danni di tipo reputazionale nonché incorrere in responsabilità e subire ritardi nelle proprie attività produttive, con possibili conseguenze negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

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.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Dato il contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 ARERA ha avviato una serie di indagini per valutare interventi sui prezzi delle commodity a favore dei consumatori, con particolare riferimento al gas. In esito ad una ricognizione effettuata sui contratti di importazione di gas, ARERA con delibera 374/2022/R/GAS ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente CMEM a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva inizialmente fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021 (il servizio è stato poi assegnato a luglio 2021 tramite gara definita da ARERA con delibera 491/2020/R/eel), mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, era fissata al 1° gennaio 2022.

Con la Legge 21/2021 di conversione del DL Milleproroghe 183/2020 è stata ulteriormente modificata la data di superamento del mercato tutelato. In particolare, il termine è stato rinviato dal 2022 al 2023 per i clienti domestici nel mercato del gas naturale, e per le microimprese e i clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica. Dal 1° gennaio 2021 era previsto il superamento della maggior tutela elettrica per le piccole imprese con più di 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio superiore a €2 milioni; ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio con decorrenza 1.7.2021. Gli assegnatari del servizio sono stati principalmente gli operatori già presenti nel servizio di maggior tutela (tranne per un'area geografica, assegnata ad un operatore di libero mercato) e i risultati della gara hanno evidenziato un allineamento alla remunerazione del servizio di maggior tutela (in 6 aree su 9 la gara si è conclusa con rilancio pari a zero). Il disegno della gara si è mostrato funzionale non tanto alla liberalizzazione quanto alla continuità tariffaria nei confronti dei clienti finali. Con legge di bilancio 2022 (L. 233/21) è stato poi introdotto il termine del 10 gennaio 2024: data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità.

Il quadro delineato vedeva quindi il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023, prevedendo però la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Con la delibera 491/2021/R/eel ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio a tutele graduali per le microimprese con decorrenza 1.1.2023 (poi slittata al 1.4.2023). ARERA, con una segnalazione a Governo e parlamento di giugno 2022 ha richiesto ufficialmente lo slittamento della fine della tutela per i clienti domestici gas al 2024. L'8.09.2022 il MiTE ha pubblicato il DM 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 DM (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 DL 18 novembre 2022, n. 176 (Aiuti Quater) che ha stabilito all'art. 5 l'ulteriore proroga nel settore del gas naturale:

- rinvio al 10 gennaio 2024 del termine per la rimozione della tutela di prezzo nel settore gas previsto dalla Legge Annuale per la Concorrenza n. 124/2017 (art. 1 comma 59);

- proroga al 10 gennaio 2024 (in luogo del 1° gennaio 2023) del termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili una tariffa agevolata per la fornitura di gas naturale (modifica art. 22, co. 2-bis.1, D.lgs. 164/2000).

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power, nel corso degli anni sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte generalizzate di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

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

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

Inoltre, il DL 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. Plenitude non risulta aggiudicataria di nessuna delle aree. Sarà fondamentale che vengano adeguatamente monitorate le modalità con cui i vincitori gestiranno i clienti per evitare pratiche scorrette.

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. Sono stati recentemente ridefiniti i criteri di regolazione del trasporto in Italia, in Francia e in Belgio per il quadriennio 2024-2027, 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 in futuro potrà determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Inoltre, lo scenario di crisi energetica concretizzatosi nel 2022 ha indirizzato i legislatori, a livello europeo e di singolo Paese, verso evoluzioni – seppur temporanee – della normativa e della conseguente regolazione che possono incidere sulle dinamiche dei mercati, con la finalità di contenere i prezzi per i clienti finali e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, possibili obblighi di riduzione dei consumi finali, cap ai prezzi dei derivati su prodotti gas all'ingrosso negoziati nei mercati regolamentati, eventuali obblighi di stoccaggio, obblighi di notifica ex ante alla Commissione Europea di nuovi contratti di approvvigionamento).

Superata la crisi energetica ed i relativi interventi, nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate al phase-out del carbone nella generazione elettrica, in vista degli obiettivi di decarbonizzazione. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo e dei successivi e più ambiziosi interventi di decarbonizzazione, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas sarà presumibilmente interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che 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, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market") hanno comportato l'assegnazione di un prodotto annuale con periodo di consegna fino al 2024, assicurando a Eni un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, nonché per il progetto di un nuovo impianto è stato sviluppato dalla consociata Enipower nel sito di Ravenna (consegna inizialmente prevista a partire dal 2023 e successivamente prorogata a inizio 2024, e un periodo di con-

segna di quindici anni). Per gli anni 2022, 2023 e 2024 permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori presso il TAR e Tribunale Europeo (il Tribunale Europeo si è già espresso rigettando i ricorsi degli operatori). A fine 2023, Terna ha posto in consultazione la revisione della Disciplina del Capacity Market avviando il processo che porterà alle aste per gli anni successivi al 2024. Rispetto ai premi riconosciuti nell'ultima asta 2022 per la consegna al 2024, è possibile che le aste future porteranno ad una riduzione del premio riconosciuto ai soggetti partecipanti per effetto di uno o più dei seguenti accadimenti: la riduzione da parte di Terna del fabbisogno di adeguatezza, una maggior concorrenza in fase d'asta, la mancata revisione da parte di ARERA dei parametri economici del meccanismo, in particolare per tener conto della dinamica inflazionistica che riduce il valore reale del premio precedentemente determinato da ARERA.

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.

Va inoltre segnalato che gli interventi emergenziali adottati dal Governo per compensare il fenomeno del caro energia, allo stato attuale, risultano terminati. Infatti, oltre alla sospensione dei crediti di imposta per le imprese, a partire dal terzo trimestre 2023, l'azzeramento degli oneri di sistema – ripristinati a partire dal secondo trimestre 2023 per il settore elettrico, viene meno anche la riduzione dell'Iva al 5% per le utenze gas – teleriscaldamento, che era ancora in essere fino al quarto trimestre 2023. Attualmente, dunque, sono previste solo alcune misure a favore delle famiglie più vulnerabili (es. contributo straordinario per i titolari di bonus elettrico confermato per il primo trimestre 2024 dalla legge di bilancio).

Con riferimento agli interventi di efficienza energetica, nel 2024 l'aliquota del cosiddetto Superbonus passa dal 110% al 70%.

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.

Note le criticità connesse alla complessità degli iter autorizzativi – in via di razionalizzazione, armonizzazione e digitalizzazione – la Legge 28 novembre 2023, n. 201 (art. 3) ha prorogato da 16 a 24 mesi le disposizioni dell'art. 26 della Legge Concorrenza 2021 (118/2022) sull'adozione di uno o più decreti legislativi in materia di semplificazione, spostando quindi il termine per l'esercizio della delega al 25 agosto 2024.

Inoltre, l'attesa del Decreto sulle Aree Idonee e burden sharing regionale, del quale è auspicabile l'approvazione in tempi rapidi per garantire gli investimenti nel settore, e del decreto sull'incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili vicini alla competitività (FERX), che conferma l'introduzione di meccanismi di adeguamento all'inflazione per le tariffe, rappresenta un elemento di incertezza per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica attesi.

Relativamente allo sviluppo della generazione elettrica offshore, in particolare con tecnologia floating, scelta da Eni Plenitude per gli sviluppi in JV, è fortemente atteso un quadro di regole certo con riferimento alla finalizzazione degli strumenti di pianificazione dello spazio marittimo e alla pubblicazione – da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – delle linee guida/vademecum relativi agli adempimenti necessari ai fini dell'avvio del procedimento unico per l'autorizzazione di tali impianti, come da previsioni del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (art. 23).

Inoltre, forte impatto per i progetti in pipeline avrà la definizione del Decreto sull'incentivazione rivolto agli impianti innovativi o ancora lontani dalla competitività di mercato (FER2) e un adeguamento del quadro normativo relativo alle aree portuali: un primo positivo passo in tal senso è rappresentato dalle previsioni del DL 181/2023 che ha avviato l'iter per l'individuazione di due aree portuali del Mezzogiorno per lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle relative infrastrutture elettriche.

RISCHI CONNESSI ALLA NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Il Gruppo è esposto al rischio di violazioni della normativa di riferimento in tema di gestione, trattamento e protezione dei dati personali, con effetti pregiudizievoli sull'attività e sulle prospettive del Gruppo.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività, con particolare con riferimento ai mercati finali in cui il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, il Gruppo gestisce in maniera sostanziale e continuativa dati personali e, pertanto, deve ottemperare alle disposizioni normative e regolamentari di volta in volta applicabili.

In forza delle leggi vigenti in materia di privacy, tutti i soggetti che trattano dati personali sono tenuti al rispetto delle disposizioni applicabili e dei provvedimenti in materia. In caso di violazioni, tali soggetti possono essere chiamati, seppur a vario titolo, a rispondere per le conseguenze derivanti da illecito trattamento dei dati e da ogni altra violazione di legge (quali carente o inidonea informativa e notificazione, violazione delle norme in materia di adozione di misure di sicurezza, false rappresentazioni). Il verificarsi di tali

rischi potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale 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 anti-corruzione applicabili a livello nazionale e internazionale. Nonostante il Gruppo abbia adottato un sistema di controllo interno, procedure e un codice etico per prevenire la commissione di reati corruttivi da parte die propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e i codici anti-corruzione internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anti-corruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia ai capitoli: Strategia, Commento ai risultati economico-finanziari e Fattori di rischio.

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2023 di Eni è redatta in conformità al D.lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2023 di Eni è redatta in conformità al D.lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI[1]) incluso lo standard GRI specifico per il settore Oil & Gas, come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Inoltre, la DNF include gli obblighi informativi a carico delle società quotate, previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Inoltre, sono citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività. La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2023. Anche nella DNF 2023 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum[2] (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020. In linea con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for 2023 - A Just Transition, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Durante l'anno è prevista la pubblicazione di un report dedicato ai diritti umani (Eni for 2023 - Human Rights[3]). Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal D.lgs. 254/2016, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".
(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel Content Index in una colonna dedicata.
(3) L'aggiornamento del report Eni for - Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	○ **DNF** - Modelli di gestione e organizzazione, pagg. 158-159; Temi materiali per Eni, pagg. 222-223; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161 ○ **RFA** - Modello di business, pagg. 10-11; Attività di stakeholder engagement pagg. 20-21; Strategia, pagg. 22-25; Governance, pagg. 32-43 ➤ **RCG** - Sostenibilità e dialogo con gli stakeholder; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231.	➤ **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Il Sistema Normativo di Eni.	○ **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; ○ Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150	○ **RFA** - Eni in sintesi, pagg. 14-19 ○ **DNF** - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050 **CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	○ **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 164-170 ○ **RFA** - Strategia, pagg. 22-25 ➤ **RCG** - Sostenibilità e dialogo con gli stakeholder.	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; ○ Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150 ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 164-170; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
ECCELLENZA OPERATIVA **PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	○ **RFA** - Governance, pagg. 32-43 ○ **DNF** - Persone (la cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone, formazione, relazioni industriali, welfare aziendale e worklife balance, salute), pagg. 171-177; Sicurezza, pagg. 178-180	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150; ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Persone, pagg. 171-177; Sicurezza, pagg. 178-180; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161 ➤ **RR** - Sommario
RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e c)*	○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, aria, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 180-186	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** • Risk Management Integrato pagg. 26-31; • Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150; ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Rispetto per l'ambiente - pagg. 180-186; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	○ **DNF** - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 186-189 ➤ **RCG** - Sostenibilità e dialogo con gli stakeholder	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150; ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-189; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-187; Fornitori, pagg. 190-191	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150; ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Diritti Umani, pagg. 186-189; Fornitori, pagg. 190-191; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE *Art. 3.2, comma f)*	○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-194	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155 ➤ **RCG** - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione	○ **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150 ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-194; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161
ALLEANZE PER LO SVILUPPO **COMUNITÀ LOCALI** *Art. 3.2, comma d)*	○ **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197	○ **DNF** - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.lgs. 254/2016, pagg. 154-155	○ **RFA** - Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-150; ○ **DNF** - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 162-163	○ **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 160-161

RFA Relazione sulla Gestione 2023
RCG Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari 2023
RR Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023

○ Sezioni/paragrafi contenenti le informative richieste dal Decreto
➤ Sezioni/paragrafi cui si rimanda per approfondimenti

LA MISSION AZIENDALE E L'IMPEGNO PER UNA JUST TRANSITION

La mission di Eni conferma l'impegno per una Just Transition come principale sfida del settore energetico attraverso il bilanciamento tra la necessità di garantire l'accesso universale all'energia, a fronte di un continuo aumento della popolazione mondiale, delle disuguaglianze e dei conflitti e l'urgenza di contrastare il cambiamento climatico, agendo sin da subito su tutte le leve disponibili e accelerando il processo di transizione verso un mix sostenibile e socialmente equo. Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo, che traguarda la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, la mission integra gli "Obiettivi di sviluppo sostenibile" delle Nazioni Unite ai quali Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa prescindere da essi. L'impegno di Eni è quello di raggiungere zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa. La transizione energetica è prima di tutto una transizione tecnologica: solo con una forte capacità industriale e innovativa, nonché con la volontà di unire forze e competenze, Eni sarà in grado di attuare la transizione migliorando al contempo le opportunità per le persone. In questa prospettiva, Eni lavora affinché il processo di decarbonizzazione offra opportunità di conversione delle attività esistenti e di sviluppo di nuove filiere produttive con rilevanti opportunità per i lavoratori, le economie e le comunità dei Paesi in cui opera. Allo stesso tempo Eni è impegnata a gestire i potenziali impatti negativi su lavoratori, comunità, consumatori e fornitori che possono essere collegati alla transizione energetica, anche grazie al coinvolgimento di tutte le parti interessate, in particolare di sindacati e rappresentanti dei lavoratori, istituzioni, rappresentanti delle comunità ed organizzazioni del settore. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nell'implementazione di progetti di sviluppo locale anche grazie ad alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo. Tale approccio, esplicitato nella mission, è confermato anche dall'applicazione, dal 1° gennaio 2021, del Codice di Corporate Governance 2020 che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo guida per l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società (si veda pagg. 32-43).

PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI, DI INDIRIZZO E MODELLI DI GESTIONE SUI TEMI DEL D.LGS. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance[4], sul Modello 231[5], sui principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria[6] e sul CoSO Report Framework[7].

Il 26 gennaio 2023 il CdA di Eni SpA ha aggiornato le linee fondamentali della Policy Sistema Normativo, a valle di un progetto di aggiornamento e revisione che ha portato ad un'evoluzione dell'architettura, degli strumenti e delle regole del Sistema Normativo in linea con le esigenze operative e di governo richieste dalla nuova strategia di Eni, basata su una sempre maggiore diversificazione di attività e di tipologie di forme societarie gestite. Si conferma un'architettura basata su 4 livelli, con strumenti sia di direzione e coordinamento verso le società controllate sia di operatività aziendale. Ruoli e responsabilità sono stati aggiornati coerentemente con la nuova architettura e strumenti del Sistema Normativo.

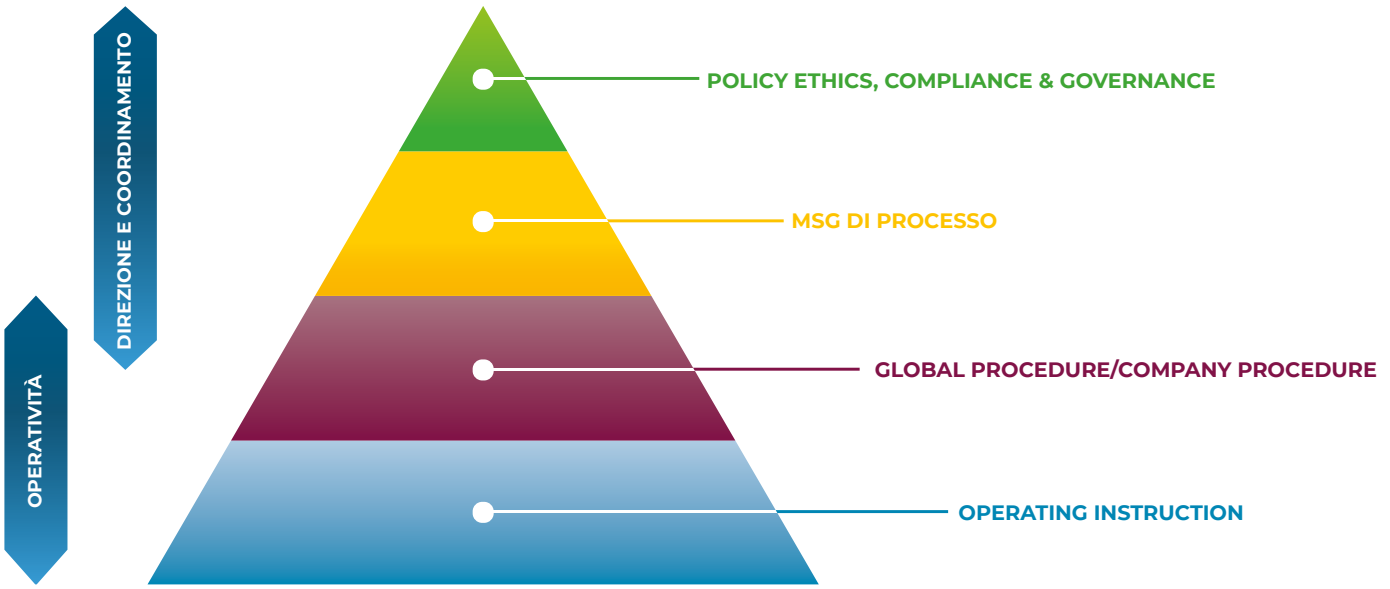
Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy Ethics, Compliance & Governance (ECG)**[8] si compongono di "Linee fondamentali" e "Modalità Applicative" e definiscono (i) i valori e principi di Eni (Ethics); (ii) un quadro sistematico (modello) di riferimento per l'attuazione di requisiti normativi specifici, regolamenti o framework internazionali (Compliance); (iii) le regole di riferimento del governo societario, sulla base dei requisiti normativi e statutari, di best practice e di framework internazionali (Governance). Individuano ruoli, responsabilità, comportamenti, flussi informativi, principi e/o standard di controllo volti al perseguimento degli obiettivi definiti e alla gestione dei rischi. Tali strumenti normativi sono trasversali ai processi aziendali;

(4) Il 23 dicembre 2020, il CdA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CdA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.
(5) L'ultima versione del Modello 231 è stata approvata dal CdA in data 18 novembre 2021.
(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.
(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)".
(8) Le Policy ECG sono inderogabili, a meno di incompatibilità con specifiche normative applicabili alle società o di specificità organizzative per le società controllate quotate.

QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO PER IL SISTEMA NORMATIVO

STATUTO	CODICE ETICO	MODELLO 231	CODICE CORPORATE GOVERNANCE	SISTEMA DI CONTROLLO INFORMATIVA FINANZIARIA	CoSO REPORT FRAMEWORK



- le **Management System Guideline** ("MSG") di Processo[9] definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo di riferimento, in considerazione dei principi di riferimento specifici del processo, dei principali rischi ad esso associati e dei presidi di controllo individuati per mitigarli, descrivendo: (i) ruoli e responsabilità; (ii) sottoprocessi; (iii) misure di mitigazione;
- le **Global Procedure**[10] definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica end-to-end/modalità operative relative a tematiche ECG, distinguendo tra (i) i requisiti operativi da applicare a Eni SpA e alle società controllate; (ii) le modalità operative che descrivono il funzionamento di Eni SpA e rappresentano una best practice di riferimento per le società controllate. Laddove valutato necessario, le Global Procedure possono anche essere specifiche per singolo business;
- le **Company Procedure** sono procedure emesse e applicabili a ciascuna società. Le Company Procedure di Eni SpA definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica end-to-end/modalità operative relative a tematiche ECG, nei casi in cui non vi sia necessità di assicurare attività di direzione e coordinamento. Le società controllate adottano le Global Procedure elaborando una Company Procedure, recependo i requisiti operativi e adattando alle esigenze locali le modalità operative. Inoltre, le società controllate possono emettere proprie Company Procedure che disciplinano sottoprocessi/attività specifiche della propria realtà;
- le **Operating Instruction** descrivono modalità di esecuzione di specifiche attività, metodologie e/o aspetti tecnici che impattano: (i) una singola area/famiglia professionale, indipendentemente dalla collocazione societaria delle risorse appartenenti alla stessa (Operating Instruction Professionali); (ii) specifiche aree di business/funzioni/filiali/siti/unità organizzative aziendali (Operating Instruction Locali).

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sistema dedicato accessibile dal sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.

Nella prima delle due tabelle successive (pagg. 156-157), oltre alle Policy ECG e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. 158-159) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro interfunzionali.

(9) Le MSG di processo sono di norma inderogabili fatte salve specifiche esigenze delle società controllate non quotate, preventivamente sottoposte alla valutazione tecnica del Process Owner.
(10) I requisiti operativi delle Global Procedure sono di norma inderogabili fatte salve specifiche esigenze delle società controllate non quotate, preventivamente sottoposte alla valutazione tecnica del Process Owner.

POLICY E POSIZIONI PUBBLICHE DI ENI SULLE TEMATICHE DEL D.LGS. 254/2016

CAMBIAMENTO CLIMATICO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

OBIETTIVO: Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI: Capital Market Day/Piano strategico 2024-27; Eni's responsible engagement on climate change within business association; Posizione di Eni sulle biomasse; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Perseguire una strategia di crescita e creazione di valore, in grado di rispondere alle esigenze di sicurezza e competitività delle forniture energetiche, conseguendo nel contempo gli obiettivi di decarbonizzazione che traguardano la neutralità carbonica al 2050;
- Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica;
- Promozione di un mix energetico a basso impatto carbonico e di un costante impegno nella ricerca e sviluppo;
- Garantire che le biomasse siano certificate secondo standard di sostenibilità riconosciuti in ambito EU o internazionale, dove applicabili specifici schemi di certificazione;
- Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- Garantire trasparenza nella comunicazione dei temi connessi al cambiamento climatico e nella rendicontazione delle emissioni GHG.

PERSONE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Valorizzare le persone Eni

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Policy Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro; Policy Diversity & Inclusion; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Stabilire relazioni lavorative caratterizzate da correttezza, eguaglianza, non discriminazione, attenzione e rispetto per la dignità della persona;
- Riconoscere la collaborazione come elemento fondante per relazioni solide e durature attraverso le quali raggiungere gli obiettivi aziendali;
- Promuovere lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze e credere nella formazione per la diffusione dei valori etici e il rafforzamento di una corporate identity comune;
- Riconoscere alle nostre persone una remunerazione congrua alle responsabilità acquisite e al contributo fornito;
- Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie, anche sessuali, sul lavoro all'interno della Società;
- Promuovere la dignità dei lavoratori e delle lavoratrici lungo tutta la catena del valore;
- Valorizzare le diversità per determinare un ambiente di lavoro che ponga in essere tutte le azioni necessarie a scongiurare episodi di discriminazione;
- Garantire un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo;
- Promuovere la cultura della pluralità per un contesto di lavoro partecipativo basato su valori di trasparenza, sostenibilità e ascolto.

SALUTE E SICUREZZA

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti che lavorano per Eni

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Garantire la sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono una priorità assoluta ed un diritto fondamentale del lavoro;
- Sviluppare e promuovere soluzioni tecnologiche ed innovative per accrescere la sicurezza e la salute dei lavoratori;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Assicurare una gestione della salute e sicurezza sul lavoro basata sui principi di precauzione, prevenzione, protezione e gestione del rischio.
- Operare in un'ottica di miglioramento continuo e responsabilizzazione di tutti i livelli aziendali;
- Promuovere la salute e il benessere psico-fisico e sociale delle proprie persone, attraverso un sistema di gestione che comprende la medicina del lavoro e l'igiene industriale, l'assistenza sanitaria e la gestione delle emergenze mediche, la promozione della salute, con una particolare attenzione alla salute di genere e alle situazioni di maggiore vulnerabilità;
- Promuovere la cultura della salute e l'accesso ad adeguati servizi sanitari.

RISPETTO PER L'AMBIENTE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Salvaguardare l'ambiente, usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici; Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO; Posizionamento di Eni sull'acqua; La posizione Eni sulle biomasse; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Includere soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle nostre operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica;
- Impegno a partecipare attivamente al processo di prevenzione dei rischi e salvaguardia dell'ambiente;
- Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente;
- Impegno a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO e alla conservazione di biodiversità e servizi ecosistemici in linea con gli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica;
- Identificazione degli aspetti prioritari seguendo un approccio basato su valutazioni di rischio che tiene conto sia delle complessità di ciascun progetto, che del valore dell'ambiente naturale e del contesto sociale locale;
- Prioritizzazione delle misure di mitigazione preventive rispetto alle correttive attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione;
- Impegno ad effettuare periodicamente una valutazione del rischio idrico analizzando le aree in cui sono collocati gli asset.

DIRITTI UMANI

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI: Codice Etico Eni; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da società controllate.

PRINCIPI

- Assicurare il rispetto dei diritti umani internazionalmente riconosciuti nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con UNGP e Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali;
- Sottoporre le proprie attività a un processo di due diligence sul rispetto dei diritti umani. Valutare e monitorare costantemente i propri impatti reali e potenziali e migliorare l'efficacia dell'azione di prevenzione e mitigazione;
- Rispettare i diritti delle persone e delle comunità, riconoscendone e valorizzandone le specificità, con particolare riferimento a cultura, stili di vita, istituzioni, legami con la terra d'origine e modelli di sviluppo in linea con gli standard internazionali;
- Coinvolgere le Terze Parti nella prevenzione o mitigazione degli impatti negativi sui diritti umani;
- Verificare e offrire, anche in collaborazione con altri, rimedi a eventuali impatti negativi causati (o che abbia contribuito a causare).

FORNITORI

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile

DOCUMENTI PUBBLICI: Codice Etico Eni; Codice di condotta fornitori; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Posizione Eni sui Conflict Minerals; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.

PRINCIPI

- Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei nostri fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni;
- Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- Richiedere ai fornitori di proibire ogni forma di moderna schiavitù, lavoro minorile, discriminazione o prevaricazione, stabilire condizioni di lavoro chiare ed eque in un ambiente di lavoro sano e sicuro e rispettare i diritti culturali, economici e sociali delle comunità locali e gruppi vulnerabili;
- Promuovere la comunicazione e la sensibilizzazione tra i fornitori, richiedendo loro di propagare il rispetto dei diritti umani lungo l'intera catena di fornitura.

TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI: MSG "Anti-Corruzione"; Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate; Tax strategy; Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- Vietare qualsiasi forma di corruzione senza alcuna eccezione;
- Garantire sempre la conformità a leggi, norme e regolamenti per la prevenzione della corruzione e del riciclaggio applicabili;
- Effettuare iniziative di sensibilizzazione, comunicazione e formazione periodica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio;
- Garantire la comunicazione relativa alla MSG Anti-Corruzione alle Terze Parti a Rischio attraverso la previsione di apposite clausole contrattuali e/o dichiarazioni e promuovere iniziative di formazione e sensibilizzazione ad esse dedicate;
- Accertare l'affidabilità etica e reputazionale dei nostri potenziali business partner.

COMUNITÀ LOCALI

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

OBIETTIVO: Promuovere la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

DOCUMENTI PUBBLICI: Codice Etico Eni; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Alaska Indigenous Peoples.

PRINCIPI

- Lavorare insieme alle comunità, alle organizzazioni locali e ai soggetti promotori di sviluppo per favorire una crescita locale autonoma, duratura e sostenibile;
- In ogni attività, fin dalle prime valutazioni di fattibilità delle nuove iniziative di business e in collaborazione con le comunità locali e altri stakeholder rilevanti, considerare gli aspetti ambientali, sociali, in materia di salute e sicurezza e di rispetto dei diritti umani;
- Promuovere forme di consultazione continua e trasparente allo scopo di informare le comunità locali e altri stakeholder rilevanti in considerazione anche delle loro aspettative nelle attività di Eni;
- Instaurare relazioni e partnership solide ed efficienti con le comunità in cui Eni opera, per costruire un valore condiviso che duri nel tempo;
- Rispettare i diritti delle persone e delle comunità locali dei Paesi in cui Eni opera, con particolare riferimento al massimo livello conseguibile di salute.

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO	• **Assetto organizzativo funzionale al processo di transizione energetica con due Direzioni Generali**: Natural Resources, per l'ottimizzazione e la progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream ed Energy Evolution, per l'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici; • **Funzione centrale** dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico e partecipa alla pianificazione di lungo termine con lo scopo d'individuare gli obiettivi di decarbonizzazione e il relativo portafoglio di iniziative;
PERSONE	• **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali; • **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze intergenerazionali e interculturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità; sviluppo di strumenti innovativi per la Gestione HR; • Supporto e **sviluppo delle competenze distintive** necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;
SALUTE	• **Sistema di gestione della salute** implementato in collaborazione con provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali; • **Assistenza ed emergenza sanitaria** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi; attività di preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;
SICUREZZA	• **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative; • **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);
RISPETTO PER L'AMBIENTE	• **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale; • **Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment)** in tutti i progetti; • **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze** su specifiche tematiche ambientali ed energetiche; • **Analisi di misura di circolarità sito-specifiche**, mappatura di elementi di circolarità già presenti nei siti e nel business, misurazione, secondo i KPI del modello Eni e degli standard di misura riconosciuti, ed individuazione di possibili interventi di miglioramento;
DIRITTI UMANI	• **Processo di gestione dei Diritti Umani** (due diligence) regolato da strumenti normativi interni allineati agli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP) e alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali; • **Attività interfunzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali; • **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis) e relativi Piani d'Azione** per i progetti industriali considerati maggiormente a rischio;
FORNITORI	• **Programma Sustainable supply chain**: iniziative volte al coinvolgimento dei fornitori Eni, ed in generale delle imprese lungo le filiere industriali, nel percorso di misurazione, definizione di piani di sviluppo e attuazione di azioni di miglioramento del proprio profilo ESG; • **Vendor Development**: funzione dedicata alla definizione di strumenti a supporto del percorso di crescita e trasformazione dei fornitori Eni lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico-finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologico digitale";
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	• **Modello 231**: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori); • **Compliance Program Anti-Corruzione**, sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione; • **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA** (certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016) e del **Sistema di Gestione della Compliance di Eni SpA** (certificato ai sensi della Norma ISO 37301:2021);
COMUNITÀ LOCALI	• **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme)** in linea con i piani di sviluppo nazionale, promuovendo i Diritti Umani, ad integrazione dei processi di business; • **Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment)** in tutti i progetti di business e di studi specifici su Diritti Umani ove necessario;
INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE	• **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate; • **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);

- **Gestione della rendicontazione delle emissioni di gas serra** coerente con i principali standard internazionali (ad esempio, GHG Protocol del WBCSD e WRI e IPIECA O&G Guidance);
- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;
- **Organizzazione della ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto.

- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
- **Nuove iniziative di mobilità internazionale** per favorire una maggiore esposizione al business anche grazie ad un'**istruzione operativa dedicata** più flessibile, in coerenza con le crescenti esigenze del work life balance;
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale**: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo con le convenzioni ILO (International Labour Organization);
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro.

- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;
- **Promozione della salute** iniziative di diffusione della cultura della salute identificate a seguito di analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale;
- **Salute Globale** con iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di valutazione degli impatti sulla Salute - Health Impact Assessment.

- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
- **Applicazione processo di analisi, gestione e monitoraggio del Fattore Umano** nella prevenzione degli incidenti;
- **Regole d'Oro sulla Sicurezza**, 2 principi e 10 regole d'oro per promuovere comportamenti di sicurezza virtuosi e consapevoli atti a garantire la salvaguardia dei lavoratori, sia dipendenti che contrattisti.

- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
- **Metodologia unica e integrata**, applicabile in Italia e all'estero, per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche con valenza 231;
- **Environmental Golden Rules**, 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni;
- **Programma di engagement**, per dipendenti e contrattisti nei siti operativi, per la diffusione della cultura ambientale.

- **Set di misure di prevenzione e mitigazione** per presidiare i processi maggiormente sensibili per il rispetto dei diritti umani;
- **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigarne gli impatti;
- **Piano di formazione e-learning** sulle principali aree di interesse sui diritti umani.

- **Processo di Procurement Sostenibile** che prevede la verifica delle caratteristiche ESG nonché dell'affidabilità tecnico-operativa, etica e reputazionale del fornitore in tutte le fasi del processo di procurement (qualifica, procedimento di gara, assegnazione e gestione del contratto) prevedendo meccanismi premianti e piani d'azione volti a promuovere un percorso di sviluppo sostenibile.

- **Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio** collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD;
- **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Tranparency Initiative (EITI)** a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
- **Modello di Compliance Integrata**: definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk-based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.

- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
- **Grievance Mechanism** strumento dedicato prevalentemente alle comunità locali, che regola il processo di invio, in forma scritta o verbale, delle istanze o lamentele in relazione alle attività svolte, nonché della relativa gestione e risoluzione;
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).

- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali;
- **Funzioni di Open Innovation** (Open Innovation & Ecosystems Development; Joule, la scuola di Eni per l'Impresa; Eniverse; Eni Next) che operano in maniera sinergica per studiare e supportare il mercato dell'innovazione e sperimentare soluzioni innovative e sostenibili rispondenti ad esigenze di business.

APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel sostenere una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il pianeta e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

	IMPEGNI
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO 7 9 12 13 15 17	Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere l'azzeramento netto delle emissioni GHG dei prodotti e processi entro il 2050.
PERSONE 3 4 5 8 10	Eni si impegna a sostenere il percorso di Just Transition attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità.
SALUTE 2 3 6 8	Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, lavoratori, famiglie e comunità, nei Paesi in cui opera, un requisito e diritto umano fondamentale e ne promuove il benessere psico-fisico e sociale ponendolo al centro dei propri modelli operativi.
SICUREZZA 3 8 9 11 14	Eni ritiene che la sicurezza sul lavoro sia un diritto fondamentale e un valore essenziale condiviso da dipendenti, appaltatori e stakeholder locali per prevenire gli incidenti e proteggere l'integrità degli asset.
RISPETTO PER L'AMBIENTE 3 6 9 11 12 14 15	Eni promuove la tutela dell'ambiente e della biodiversità attraverso l'identificazione, la prevenzione e la mitigazione dei potenziali impatti e attraverso la gestione efficiente delle risorse con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e all'adozione dei principi di circolarità.
DIRITTI UMANI 1 2 3 8 10 16	Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali.
FORNITORI 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17	Eni si impegna a sviluppare la propria supply chain in chiave sostenibile, coinvolgendo e supportando le imprese con strumenti concreti per facilitare il percorso di crescita e miglioramento sulle dimensioni ESG.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE 16 17	Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi.
ALLEANZE PER LO SVILUPPO 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17	Le alleanze per lo sviluppo rappresentano l'impegno di Eni per una transizione equa con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità.
INNOVAZIONE TECNOLOGICA 7 9 12 13 16	Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business.

PRINCIPALI RISULTATI 2023	PRINCIPALI TARGET
• -40% Net Carbon Footprint UPS e -30% Net Carbon Footprint Eni vs. 2018 • -21% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018 • -4% Net Carbon Intensity vs. 2018	▪ Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035 ▪ Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon Intensity nel 2050
• +0,5 p.p. popolazione femminile vs. 2022 • Tasso di sostituzione donne maggiore di quello di uomini • +0,7 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2022 • +1,2 p.p. popolazione under 30 vs. 2022 • +23% di ore di formazione vs. 2022	▪ +4 p.p. vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030 ▪ +3,8 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2020 ▪ +6,5 p.p. popolazione under 30 al 2030 vs. 2020 ▪ +2 p.p. al 2030 presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità vs. 2020 ▪ +20% ore di formazione al 2027 vs. 2023
• €57,9 mln per attività Salute, incluse spese per iniziative di Salute delle Comunità • 70% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico • 49 sensori testati presso i siti on-shore Italia per iniziative digitali di monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor	▪ ~€279 mln per le attività Salute 2024-2027 ▪ 85% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico entro il 2027 ▪ 100 sensori al 2027 testati includendo siti off-shore Italia ed estero per iniziative digitali di monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor
• Total Recordable Injury Rate = 0,40 • 5 applicazioni del modello THEME in sito • Digitalizzazione dei processi HSE • >2K risorse formate sul corso “La Process Safety in Eni”	▪ Mantenimento del TRIR ≤0,40 nel quadriennio 2024-2027 ▪ Estensione dell’iniziativa Smart Safety a 60 ditte contrattiste ▪ Implementazione iniziative di technical behavioral safety coaching
• 90% riutilizzo delle acque dolci • +25% rifiuti generati da attività produttive vs. 2022 • 60% di reiniezione di acqua di produzione del settore E&P	▪ Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico ▪ Riutilizzo dell’acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni ▪ Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni a parità di area di consolidamento ▪ Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale ▪ Impegno, negli interventi di bonifica, ad implementare soluzioni tecnologiche sostenibili ed ispirate ai principi di circolarità
• 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche • 170 partecipanti appartenenti alle Forze di Sicurezza al workshop Security & Human Rights in Iraq	▪ 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche ▪ 100% completamento nei tempi previsti delle azioni previste dagli Action Plan ▪ Mantenimento del posizionamento nel 10° decile Corporate Human Rights Benchmark ▪ Aggiornamento dei salient issue di Eni
• 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali • 100% dei fornitori strategici headquarter valutati sul percorso sviluppo sostenibile • Procedimenti con valutazione ESG per l’85% del procurato Italia e per circa il 20% del procurato estero • 1.600 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es	▪ Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali ▪ 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile entro il 2025 ▪ Procedimenti con valutazione ESG per oltre il 90% del procurato Italia e per il 50% del procurato estero entro il 2024 ▪ 65% del valore totale dei contratti attivi assegnato a fornitori iscritti su Open-es entro il 2025 ▪ 2.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es entro il 2024
• Superamento audit di sorveglianza ISO 37001:2016 • Ottenimento della certificazione ISO 37301:2021 del Sistema di Gestione per la Compliance di Eni SpA • Avvio erogazione del nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione ai dipendenti a medio e alto rischio	▪ Erogazione del corso sul Compliance Program Anticorruzione a tutta la popolazione a medio alto rischio ▪ Mantenimento delle certificazioni ISO 37001:2016 e ISO 37301:2021
• 35,5K nuovi studenti supportati nell’accesso all’educazione; 19K persone supportate nell’accesso alla formazione professionale e sostenute nel potenziamento economico[a]; 62K persone sostenute nell’accesso all’acqua potabile; 330K persone sostenute nel l’accesso ai servizi sanitari	▪ Beneficiari al 2030 per settore: 103K accesso all’educazione; 15,9M accesso al clean cooking; 86K accesso all’elettricità[b]; 21K sviluppo economico; 590K accesso all’acqua potabile; 1M accesso ai servizi sanitari; 85K attività di protezione dell’ambiente e della biodiversità
• 70% della spesa R&D dedicata ad attività di decarbonizzazione	▪ Mantenimento del 70% della spesa R&D su temi relativi alla decarbonizzazione ogni anno per il quadriennio 2024-2027

(a) I beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l’avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agri-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.
(b) Si considera l’accesso all’elettricità fornita attraverso le iniziative per lo sviluppo locale, non attraverso la fornitura di energia di Eni al mercato locale.

PRINCIPALI RISCHI ESG E LE RELATIVE AZIONI DI MITIGAZIONE

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica[11]. I rischi sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono la prioritizzazione per rilevanza. I principali rischi ("top risk"), inclusi quelli ESG, vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale (CS), al Comitato Controllo e Rischi (CCR) e al CdA. Il profilo di rischio aziendale è valutato rispetto agli obiettivi del Piano Strategico quadriennale, anche in ottica di medio-lungo termine. In questo contesto il rischio Climate Change si conferma tra i principali rischi riflettendosi anche su altri rischi del portafoglio in ragione del crescente rilievo degli aspetti legali e normativi e dello scrutinio verso il settore da parte degli stakeholder (ad esempio Rischio coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE). Prosegue quale primaria azione di de-risking l'implementazione del piano di transizione declinato secondo le seguenti linee di intervento: decarbonizzazione Upstream; sviluppo di iniziative Carbon Capture and Storage per i cicli industriali "hard-to-abate"; crescita dei biocarburanti con diversificazione dei feedstock facendo leva sull'integrazione verticale con la filiera agribusiness; trasformazione e riposizionamento del business della chimica verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità; crescita del portafoglio clienti con progressiva decarbonizzazione dell'offerta e sviluppo della capacità rinnovabile; iniziative per accelerare lo sviluppo di tecnologie breakthrough orientate alla decarbonizzazione. Proseguendo nell'analisi del portafoglio rischi, il "rischio biologico" riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie, continua a ridursi grazie al venire meno dell'emergenza sanitaria globale legata al COVID-19, mentre resta alto il livello di allerta in ambito Cyber con il monitoraggio attivo degli eventi anche al di fuori del perimetro Eni, per intercettare possibili minacce e garantire reattività immediata. Per gli effetti derivanti dal contesto geopolitico si rinvia al paragrafo dedicato all'interno della RFA (pag. 134). Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – Top Risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
TEMI TRASVERSALI	RISCHI TRASVERSALI	• Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo e all'ecosistema dell'innovazione		**DNF -** Neutralità carbonica al 2050, pagg. 164-170; Sicurezza, pagg. 178-180; Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186
		• Cyber Security	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Cyber Security, pag. 146
		• Rapporti con gli stakeholder locali	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 138-139 **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197
		• Global security risk e Instabilità politica e sociale	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136
		• Rischi connessi alla Corporate Governance		**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31

■ Top risk

(11) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. 26-31.

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	**CAMBIAMENTO CLIMATICO** *Art. 3.2, commi a) e b)*	• **Rischio Climate Change:** - Rischi connessi alla transizione energetica - Rischi fisici	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg 26-31; Rischio climate change, pagg. 132-134 **DNF** - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. 165-166
ECCELLENZA OPERATIVA	**PERSONE** *Art. 3.2, commi c) e d)*	• **Rischio Biologico** ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 136-137
		• Rischi su **salute** e **sicurezza** delle persone: - Infortuni a lavoratori e contrattisti - Incidenti di process safety e asset integrity	■	**DNF** - Persone, pagg. 171-177, Sicurezza, pag. 178-180
		• Rischi connessi al **portafoglio competenze**		
	RISPETTO PER L'AMBIENTE *Art. 3.2, commi a), b) e c)*	• **Blowout**	■	**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 136-137; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. 141-143; Rischio idrico pagg. 143-144; Gestione emergenze e spill pagg. 144-145
		• **Incidenti** di process safety e asset integrity	■	
		• **Rischio normativo settore energy**	■	
		• **Permitting**	■	
		• **Rischi in materia ambientale** (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)		
		• Coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE	■	**DNF** - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186
	DIRITTI UMANI *Art. 3.2, comma e)*	• Rischi connessi alla violazione dei diritti umani		**DNF** - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 186-189
	FORNITORI *Art. 3.1, comma c)*	• Rischi connessi alle attività di procurement		**DNF** - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 190-191
	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE *Art. 3.2, comma f)*	• Rischi Compliance (antibribery, privacy, ...)		**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. 140-141; 145-150 **RCG** - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi **DNF** - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-194
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	**COMUNITÀ** *Art. 3.2, comma d)*	• Rischi connessi al local content		**RFA** - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139 **DNF** - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197

■ Top risk

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Consapevole della necessità di traguardare la neutralità carbonica entro il 2050 in coerenza con gli obiettivi climatici internazionali, Eni ha intrapreso una trasformazione industriale basata su un mix di leve e tecnologie che le permetteranno di raggiungere l'azzeramento netto al 2050 delle emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate alla propria catena del valore, sia in termini assoluti che di intensità. Nell'ottica di assicurare trasparenza nei confronti dei propri stakeholder, Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board, che ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile. L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è quindi strutturata secondo le quattro aree tematiche indicate dalla TCFD: Governance, Risk Management, Strategia, Metriche e Target. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per ulteriori approfondimenti si rimanda ad "Eni for - A Just Transition" e alla risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2023. Inoltre, Eni ha in corso un esercizio di monitoraggio permanente sullo sviluppo delle normative di soft e hard law relative al tema climatico, finalizzato a valutare la tenuta dei propri strumenti e il loro eventuale adeguamento (con particolare attenzione alla recente esplicitazione dello stesso nelle Linee Guida OCSE destinate alle imprese multinazionali a far data da giugno 2023, alla CSRD e agli ESRS, e alla CS3D proposal). Tale esercizio potrà portare ad una integrazione degli strumenti e della disclosure aziendale sul clima.

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione è parte integrante della strategia d'impresa di Eni e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance, in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CDA, in particolare, esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico (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. L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit. Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emissions) della International Energy Agency (IEA) è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. nota n. 15 delle Note del Bilancio Consolidato). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, è risultato un Consiglio bilanciato e diversificato, con un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze, nonché sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di poter apportare al CdA, in base alla loro preparazione, motivazione e senso di appartenenza, anche in materia di transizione energetica e di sostenibilità, temi che hanno caratterizzato il lavoro del nuovo Consiglio già a partire dall'avvio del mandato, anche attraverso mirate iniziative di formazione. In particolare, su questi temi, il CdA è supportato a partire dal 2014 dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS), comitato endoconsiliare istituito su base volontaria, che svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive relative a processi, iniziative e attività tese a presidiare l'impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore (per gli argomenti approfonditi nell'anno si veda pagg. 38-40). Il CSS, inoltre, facilita il confronto e la formazione su queste tematiche (la cui rilevanza è riconosciuta in crescita prospettica da tutti i Consiglieri), oltre che sui temi di strategia e di business. In merito alla formazione del CdA, subito dopo la nomina dei nuovi organi, è stata realizzata una sessione di Board Induction per amministratori e sindaci che ha riguardato tra l'altro, approfondimenti sulle attività Eni connesse al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale. Specifiche sessioni di induction aperte alla partecipazione di tutti gli amministratori e sindaci, si sono svolte in occasione delle riunioni del CSS, per la trattazione di tematiche di interesse generale, quali: (i) il piano di transizione energetica Eni e i relativi obiettivi di trasformazione del portafoglio energetico; (ii) le strategie perseguite in tema di mobilità sostenibile e decarbonizzazione del settore dei trasporti; (iii) il modello Eni di sostenibilità integrata, che ne declina le priorità nella Mission e nei processi aziendali, secondo un approccio sistemico, con uno specifico focus anche sulle relative modalità di reporting, su base obbligatoria e volontaria, e sulle recenti evoluzioni del framework normativo di riferimento. Inoltre, il CSS ha approfondito diversi temi connessi al cambiamento climatico tra cui: strategia delle Majors nella transizione energetica; posizionamento Eni negli indici e nei rating ESG; tecnologie di accumulo energetico; aggiornamento sugli strumenti di finanza sostenibile; azioni e leve a supporto dell'Oil & Gas nella sua transizione.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nell'ottimizzazione e progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream, delle iniziative in ambito di Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO_2, ed Energy Evolution, attiva nell'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima e alla pianificazione di lungo termine sono gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovraintendere al processo di individuazione degli obiettivi di decarbonizzazione di Eni e del relativo portafoglio di iniziative. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica si riflette nei Piani di Incentivazione Variabile, approvati dal CdA, destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario, in linea con quello precedente, prevede specifici obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare, con peso complessivo pari al 35%, coerenti con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine, in linea con quello precedente, è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni includendo obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica coerenti con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso complessivo pari al 25% per l'AD e, secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite, per tutto il management aziendale.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni (vedi sezione "Risk Management Integrato" della RFA pagg. 26-31) sviluppato per assicurare che le decisioni prese tengano conto dei rischi in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Il processo assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi dei rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine, monitorando l'evoluzione dei rischi principali e delle azioni di de-risking. I rischi, incluso il climate change, sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; tali rischi sono inoltre rappresentati su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando le raccomandazioni della TCFD che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa, legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico), attraverso un approccio integrato e trasversale che coinvolge le funzioni competenti nonché le linee di business. Vengono altresì considerati i rischi connessi all'esecuzione delle azioni strategiche pianificate per mitigare il rischio di cambiamento climatico. Per quanto riguarda il rischio fisico, Eni ha adottato un processo di risk management strutturato per l'individuazione e l'analisi degli asset esposti a variazioni potenziali prospettiche di eventi naturali (acuti e cronici) nel medio-lungo termine, che possano impattare le condizioni di operabilità e sicurezza degli asset stessi. Tale processo prevede che possano essere considerati diversi scenari climatici prospettici, coerenti con scenari emissivi differenti e orizzonti temporali di breve (5/10 anni), medio (10/20 anni) e lungo periodo (20/30 anni). Sulla base di dati forniti da data provider specialistici, si valuta il rischio inerente degli asset (inteso come l'esposizione intrinseca che un asset ha rispetto ad uno specifico evento naturale dovuta unicamente alla sua posizione e all'evoluzione dello scenario climatico) e il rischio residuo (inteso come il livello di rischio valutato dopo aver considerato le mitigazioni già in essere o previste). Gli asset che risultano ancora a rischio, a valle delle azioni di mitigazione, vengono analizzati in maniera più dettagliata nell'ambito del processo di Asset Integrity. Si riporta in tabella una sintesi dei principali rischi e opportunità climatiche correlati alla transizione individuati da Eni.

Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver si rimanda alla sezione fattori di Rischio a pagg. 130-150 della RFA.

	RISCHI CLIMATICI
SCENARIO LOW CARBON	• Incertezza sullo sviluppo dei mercati per nuovi prodotti • Cambiamento delle preferenze dei consumatori (es. declino della domanda globale di idrocarburi) • Perdita di risultato e cash flow • Rischio di "stranded asset" • Impatti sui ritorni per l'azionista
TEMI NORMATIVI E LEGALI	• Introduzione di nuovi obblighi di disclosure climatica • Incertezza sull'evoluzione dei framework normativi con potenziali impatti sulla strategia di lungo termine • Procedimenti in materia di climate change e greenwashing
EVOLUZIONE TECNOLOGICA	• Redditività e rischi specifici di tecnologie per la transizione • Ritardi nello sviluppo delle tecnologie e delle filiere tecnologiche necessarie a rispondere ai target di decarbonizzazione • Mancato presidio di tecnologie che si rivelano importanti ai fini della transizione energetica
REPUTAZIONE	• Cambiamento delle preferenze dei consumatori • Deterioramento dell'immagine del settore a fronte di accuse di greenwashing • Deterioramento dell'appeal del settore/azienda per talent attraction & retention • Ricadute sull'andamento del titolo • Minore attrattività del settore nei confronti degli investitori/finanziatori e potenziale rischio disinvestimento
FISICI ACUTI E CRONICI	• Possibili ricadute sulle condizioni di operabilità e sicurezza degli asset di Eni

	OPPORTUNITÀ CLIMATICHE
RESOURCE EFFICIENCY & ENERGY SOURCE	• Interventi di efficientamento energetico e riduzione emissioni con l'adozione di Best Available Technology • Riduzione dei costi attraverso una gestione efficiente della risorsa idrica e degli scarti • Utilizzo di materie prime sostenibili per bioraffinerie e chimica
PRODUCTS AND SERVICES	• Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon, CCS e chimica bio/circolare • Sviluppo di nuovi prodotti e servizi attraverso R&S e open innovation (es. fusione magnetica)
MARKETS	• Partnership per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni • Accesso a finanziamenti attraverso strumenti di finanza sostenibile • Accesso a nuovi capitali attraverso il modello satellitare
RESILIENCE	• Design di asset resilienti al cambiamento climatico attraverso studi di scenario e processi per il monitoraggio dei rischi fisici

STRATEGIA E OBIETTIVI

Il percorso che porterà Eni alla Neutralità Carbonica nel 2050 si compone di una serie di obiettivi che prevedono prima l'azzeramento delle emissioni nette (Scope 1+2) del business Upstream al 2030 e di tutta Eni al 2035, per poi raggiungere l'azzeramento netto al 2050 di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti:

- Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con target intermedi di -50% @2024, -65% @2025 vs. 2018 e Net Zero Carbon Footprint Eni @2035;
- -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035, -80% @2040 e Net Zero @2050;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040 e Net Zero @2050.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che al 2050 contribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera.
Questo percorso è costituito da una moltitudine di leve funzione delle dinamiche di mercato, in linea con l'evoluzione della società e del cd. trilemma energetico e cioè dell'esigenza di coniugare i tre obiettivi chiave della sostenibilità ambientale, sicurezza degli approvvigionamenti ed equità energetica.

In questi anni è stato fatto uno sforzo significativo che ha permesso già di raggiungere importanti milestone e che costituiscono la base per traguardare gli obiettivi futuri:

- è in corso un progressivo ribilanciamento del portafoglio upstream a favore della componente gas, anche grazie alle recenti operazioni straordinarie (es. Neptune Energy, BP Algeria). Tali operazioni riflettono l'impegno a traguardare un livello produttivo della componente gas (che dal 2024 include i condensati) maggiore del 60% al 2030, e superiore al 90% dopo il 2040;
- lo sviluppo della bioraffinazione continua con l'avvio dell'impianto di Chalmette negli Stati Uniti, con gli accordi per la conversione della raffineria di Livorno, e gli accordi per il potenziale sviluppo di impianti in Corea del Sud e in Malesia. Tali azioni sono funzionali al raggiungimento di una capacità di raffinazione "bio" a più di 5 milioni di tonnellate entro il 2030. L'agribusiness di Eni crescerà fino a rappresentare oltre il 35% del feedstock processato nelle bioraffinerie italiane di Eni al 2027;
- prosegue l'incremento di capacità rinnovabile installata di Plenitude con l'obiettivo di installare oltre 15 GW entro il 2030, per arrivare a 60 GW al 2050 nell'ambito di una crescita della base clienti a più di 20 milioni nel 2050;

- Plenitude, attraverso Be Charge, si afferma tra i più importanti operatori nel panorama dei servizi di ricarica per veicoli elettrici in Italia e in Europa con i suoi 19.000 punti di ricarica per veicoli elettrici installati al 2023. Lo sviluppo del business per la mobilità sostenibile prevede l'installazione di più di 40.000 punti di ricarica per veicoli elettrici al 2027 e circa 160.000 al 2050;
- l'acquisizione di una posizione di leadership nel Regno Unito e in Italia per lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO_2 per le emissioni hard-to-abate. Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO_2 di oltre 15 MTPA prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 MTPA dopo il 2030;
- trasformazione e riposizionamento del business della chimica verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità;
- attività di ricerca e sviluppo in tecnologie breakthrough, come la fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso nei primi anni del 2030.

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, la quota di spesa dedicata alle attività Oil & Gas sarà gradualmente ridotta e i principali progetti di investimento saranno valutati in coerenza con i target prefissati di abbattimento delle emissioni e con l'impegno a eliminare gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" altamente emissivi come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo. La spesa destinata alle attività zero e low carbon sarà pari a euro 12,8 miliardi nel quadriennio 2024-27.

Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2023 la finalizzazione di diversi strumenti finanziari sustainability-linked in particolare:

- l'emissione obbligazionaria collocata presso il pubblico retail italiano da €2 miliardi e durata di 5 anni;
- l'emissione obbligazionaria Euro Medium Term Note da €750 milioni e durata di 4 anni;
- l'emissione obbligazionaria convertibile da €1 miliardo e durata di 7 anni;
- la sottoscrizione di una linea di credito committed da €3 miliardi e durata di 5 anni.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni è storicamente impegnata a ridurre le proprie emissioni GHG. A partire dal 2016, è stata tra i primi del settore ad aver definito una serie di obiettivi volti a migliorare le performance emissive degli asset operati. A partire dal 2020, Eni ha aumentato le proprie ambizioni definendo indicatori su base equity che l'accompagneranno nel percorso verso il Net Zero al 2050. Tali indicatori considerano tutti i prodotti energetici venduti, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera.

Per rafforzare ulteriormente il proprio impegno, i nuovi indicatori sono contabilizzati attraverso l'adozione di una metodologia sviluppata in collaborazione con esperti indipendenti, che considera tutti i prodotti energetici venduti, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (approccio well-to-wheel). Tale metodologia si affianca alla rendicontazione secondo gli standard internazionali (GHG Protocol, IPIECA). Tutti gli indicatori sono oggetto di verifica da terza parte nell'ambito del processo di verifica dei dati GHG di Eni (si veda Eni for 2022 - Performance di sostenibilità per relazione del revisore e GHG Statement).

Di seguito sono riportate le performance dei principali indicatori equity su base netta (compensati tramite crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions - NCS):

Net GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1, 2 e 3 associate a tutti i prodotti ener-getici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi. Nel 2023, l'indicatore è in riduzione di circa il 5% rispetto al 2022, guidato principalmente dal calo delle vendite di gas del settore GGP. I crediti di carbonio hanno compensato 5,9 $MtCO_2eq.$ (vs. 3 $MtCO_2eq.$ nel 2022)[12].

Net Carbon Intensity: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni. Nel 2023 si registra una leggera riduzione dell'indicatore (-1%) grazie soprattutto al minor impatto emissivo del mix di portafoglio del gas di terzi e alla progressiva crescita della produzione di energia rinnovabile.

Tali metriche sono integrate da **specifici indicatori** per il monitoraggio delle emissioni operative:

Net Carbon Footprint Upstream: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset upstream operati da Eni e da terzi. Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 10% rispetto al 2022, in virtù di un calo delle emissioni.

Net Carbon Footprint Eni: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni e da terzi. Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 13% in virtù principalmente di un calo delle emissioni correlato ai business Power[13], GGP, Upstream e Chimica.

(12) Il dato sui crediti di carbonio per il 2023 (5,9 $MtCO_2eq.$) include 2,4 $MtCO_2eq.$ di crediti utilizzati per la compensazione delle emissioni generate dal consumo del 20% del gas fatturato ai clienti di Plenitude (1,2 miliardi di metri cubi di gas, di cui 768 milioni di metri cubi compensati a febbraio 2024; la restante parte sarà compensata entro settembre 2024).
(13) Per effetto delle minori produzioni e della variazione della quota di partecipazione di Eni.

Da quest'anno è stato introdotto un ulteriore indicatore: **Net GHG Emissions**. L'indicatore comprende tutte le emissioni Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream, coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol, IPIECA). Questo indicatore si differenzia rispetto al Net GHG Lifecycle Emissions che, invece, tiene conto di tutte le emissioni Scope 1+2+3 dei prodotti energetici venduti da Eni secondo un approccio lifecycle, ed è applicato a un perimetro esteso che comprende anche i prodotti generati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni).

Le differenze di perimetro e di metodologia tra questi due indicatori determinano un risultato della somma delle emissioni Scope 1, 2 e 3 Eni pari a 200 $MtCO_2eq$. secondo il suddetto approccio e di circa il doppio secondo la metodologia lifecycle, ossia 398 $MtCO_2eq$. Nel 2023 le Net GHG Emissions sono risultate sostanzialmente in linea (+3%) rispetto al 2022.

Con riferimento specifico agli **asset operati/cooperati**, si riporta di seguito una sintesi dell'andamento degli indicatori principali relativi a flaring e metano, contabilizzati al 100% secondo il criterio dell'operatore.

I volumi di **idrocarburi inviati a flaring di routine nell'Upstream**[14] si sono ridotti nel 2023 di circa l'8% rispetto al 2022, principalmente per gli interventi di efficientamento e flaring down in Egitto, in Nigeria ed in Ghana.

Le **emissioni di metano del settore Upstream** sono in significativa riduzione (-21%) rispetto al 2022, grazie all'implementazione delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair) delle emissioni fuggitive e delle campagne di monitoraggio del metano, svolte in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0 sugli asset Upstream[15], nonché all'impatto delle operazioni di portafoglio.

L'intensità emissiva di metano Upstream è in miglioramento e pari a 0,06%, in linea con l'impegno di mantenimento al di sotto dello 0,2%. Si riportano di seguito le performance di ulteriori **indicatori relativi agli asset operati/cooperati**:

Le **emissioni dirette di GHG Scope 1** di Eni nel 2023 sono state pari a 38,7 mln di tonnellate di CO_2eq. in lieve riduzione rispetto al 2022, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business chimica, power e GGP, in parte compensato dall'incremento nel settore Upstream. L'indice di intensità emissiva Upstream Scope 1 risulta sostanzialmente in linea rispetto al 2022 (+0,5%).

Le **emissioni indirette GHG Scope 2** di Eni nel 2023 sono diminuite del 8% circa rispetto al 2022, per i minori consumi del settore Chimica e Upstream. Tali emissioni sono legate agli acquisti di energia da terzi e destinata al consumo degli asset operati e per Eni sono marginali in quanto la generazione elettrica avviene prevalentemente tramite proprie installazioni.

Gli **interventi di efficienza energetica** effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di oltre 394 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (oltre 86%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 1 milione di tonnellate di CO_2eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO_2 derivante da progetti di energy saving ammonta a circa 1,03 milioni di ton di CO_2eq. Nel 2023 i consumi di fonti primarie di Eni sono complessivamente aumentati per l'ingresso di nuovi asset upstream in Algeria (In Amenas e In Salah), con incremento dei consumi di fuel gas. L'energia totale consumata è stata pari a 516,2 milioni di GJ, di cui E&P 234 milioni di GJ, Plenitude & Power 159 milioni di GJ, R&M e Chimica 110 milioni di GJ, Global Gas & LNG Portfolio 12 GJ e Corporate e Altre attività 1,4 milione di GJ.

Il **business delle rinnovabili** nel 2023 ha raggiunto una capacità installata da fonti rinnovabili di 3,1 GW (+35% rispetto al 2022), in aumento di circa 0,8 GW rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakhstan, nonché all'acquisizione di 3 impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,38 GW (accordo firmato a dicembre 2023 e closing dell'operazione a febbraio 2024). La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 4,2 TWh (+50% rispetto al 2022), principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente. La **produzione di biocarburanti** è in aumento (+48% rispetto al 2022) beneficiando del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la

(14) L'obiettivo di zero routine flaring al 2025 è soggetto all'esecuzione dei progetti in Libia.
(15) Nel 2023 Eni ha ottenuto da UNEP il riconoscimento del livello di reporting "Gold Standard" OGMP 2.0.

bioraffineria di Gela. La **capacità di bioraffinazione** è in aumento grazie all'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti.

Per il 2023 l'impegno economico di Eni in attività di **ricerca scientifica e sviluppo tecnologico** ammonta a €166 milioni, di cui circa €135 milioni destinati al percorso di riduzione dell'impronta carbonica dei processi, all'economia circolare, allo sfruttamento delle energie rinnovabili e alla fusione a confinamento magnetico. Tale spesa include, in particolare, le tematiche di bioraffinazione, della chimica e della produzione di energia da fonti rinnovabili (incluse le biomasse), dello stoccaggio energetico, della cattura, del trasporto, stoccaggio e riutilizzo della CO_2, della riduzione dell'impronta carbonica dei processi, della valorizzazione del gas in ottica di produzione di idrogeno blu e della produzione di idrogeno verde.

Disclosure climatica: la trasparenza nella rendicontazione relativa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2023, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore sia alla media globale (C) che di settore, che si attesta sullo score B in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). Inoltre, Carbon Tracker, think tank indipendente focalizzato sui temi della transizione, nel 2023 ha collocato Eni prima tra i peer per la completezza della metodologia emissiva GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro emissivo esteso a tutta la compagnia. Recentemente, la coalizione di investitori Climate Action 100+, principale iniziativa di shareholder engagement sui temi del climate change, ha confermato Eni, per il terzo anno consecutivo, come una delle società più allineate ai requisiti del proprio Net Zero Company Benchmark in termini di target di riduzione delle emissioni GHG, governance e disclosure climatica. L'assessment di CA100+ rappresenta uno dei principali riferimenti per il dialogo con gli investitori sui temi correlati alla strategia climatica.

Impegno nelle partnership: le partnership sono uno dei driver strategici del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da tempo collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica, consentendo di valorizzare e generare conoscenze, condividere best practice e sostenere iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni ha sviluppato delle linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici, alle quali si attiene all'interno delle associazioni di cui fa parte. Inoltre, valuta periodicamente l'allineamento tra il proprio posizionamento e quello delle associazioni a cui partecipa. Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, "l'Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI) riveste un ruolo chiave nell'accelerare la risposta del settore Oil & Gas alle sfide poste dal cambiamento climatico. Costituita nel 2014 da 5 società, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società Oil & Gas, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Gli AD delle società partecipanti siedono in prima persona nello Steering Committee dell'iniziativa. Inoltre, Eni partecipa al fondo fiduciario multi-donor, lanciato dalla Banca Mondiale alla COP28, a supporto delle NOCs per la riduzione delle emissioni di metano e del flaring (Global Flaring and Methane Reduction). Sempre all'ultima COP, Eni ha aderito all'Oil & Gas Decarbonisation Charter, un'iniziativa che prevede un impegno per l'O&G al raggiungimento di emissioni "Net Zero Scope 1 and 2" operate al 2050, "near zero methane emissions" al 2030 e "ending routine flaring" al 2030.

INDICATORI[a] RELATIVI AI PRINCIPALI TARGET

		2023	2022	2021	Obiettivo
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**8,9**	9,9	11,0	UPS Net Zero @2030
Net Carbon Footprint Eni (Scope1+2)		**26,1**	29,9	33,6	ENI Net Zero @2035
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[b]		**398**	419	456	Net Zero @2050
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)[b]	(gCO_2eq./MJ)	**65,6**	66,3	66,5	Net Zero @2050
Capacità installata da fonti rinnovabili[c]	(MW)	**3.056**	2.256	1.188	>15 GW @2030
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	**1,65**	1,10	1,10	>5 mln tonnellate/anno @2030

(a) Indicatori contabilizzati su base equity.
(b) Emissioni GHG associate al ciclo di vita (lifecycle) dei prodotti energetici venduti da Eni. Per maggiori informazioni si veda la nota metodologica.
(c) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

ALTRI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale[a]	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
EMISSIONI GHG					
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**38,69**	*21,53*	39,39	40,08
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) per tipologia di fonte					
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		***28,67***	*18,62*	*29,77*	*30,58*
di cui: CO_2 equivalente da flaring		***6,81***	*2,39*	*6,71*	*7,14*
di cui: CO_2 equivalente da venting		***3,04***	*0,45*	*2,72*	*2,12*
di cui: CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		***0,17***	*0,08*	*0,2*	*0,24*
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO_2eq./migliaia boe)	**31,90**	*48,79*	32,67	31,95
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		**20,69**	*21,72*	20,64	20,19
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(gCO_2eq./kWheq)	**389,0**	*388,7*	392,9	379,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO_2eq./migliaia di tonnellate)	**232**	*232*	233	228
Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	**39,1**	*16,6*	49,6	54,5
di cui: fuggitive upstream		***6,0***	*2,0*	*7,2*	*9,2*
Intensità emissiva di metano upstream	(%)	**0,06**	*n.a.*	0,08	0,09
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm^3)	**2,1**	*n.a.*	2,1	2,2
di cui: di routine Upstream		***1,0***	*n.a.*	*1,1*	*1,2*
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**0,73**	*0,52*	0,79	0,81
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti[b]		**174**	*n.a.*	164	176
Net GHG Emissions (Scope 1+2+3)[c]		**200**	*n.a.*	194	210
ENERGIA					
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili[d]	(GWh)	**4.242**	*3.624*	2.836	1.166
Consumo di fonti primarie	(milioni di GJ)	**497,5**	*316,2*	484,4	529,1
di cui: gas naturale/fuel gas		***413,9***	*237,1*	*395,1*	*429,0*
di cui: altre fonti primarie		***83,6***	*79,1*	*89,3*	*100,1*
Energia primaria acquistata da altre società		**17,1**	*13,4*	17,6	21,7
di cui: energia elettrica		***15,0***	*11,3*	*15,1*	*18,3*
di cui: altre fonti[e]		***2,0***	*2,0*	*2,5*	*3,4*
Consumo di idrogeno		**1,6**	*1,6*	1,3	1,7
Consumo totale di energia		**516,2**	*331,1*	503,2	552,5
Consumo di energia da fonti rinnovabili		**1,3**	*1,3*	1,2	1,5
di cui: energia elettrica da fotovoltaico		***0,1***	*0,1*	*0,03*	*0,6*
di cui: biomasse		***1,2***	*1,2*	*1,1*	*0,9*
Export di energia elettrica ad altre società		**192,7**	*173,2*	177,8	183,0
Export di calore e vapore ad altre società		**5,2**	*4,7*	5,7	5,4
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	**123,0**	*123,0*	115,5	116,4
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	**1,45**	*n.a.*	1,41	1,45
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(tep/MWheq)	**0,16**	*0,16*	0,18	0,16
PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI					
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	**635**	*n.a.*	428	585
R&S					
Spesa in R&S	(milioni di euro)	**166**	*166*	164	177
di cui: relative alla decarbonizzazione		***135***	*135*	*114*	*114*
Domande di primo deposito brevettuale[f]	(numero)	**28**	*28*	23	30
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		***14***	*14*	*13*	*11*

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati. Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) cooperate relative al settore Upstream ammontano a ca 15,4 milioni di tonnellate.
(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA (associazione senza fini di lucro dell'O&G per le questioni ambientali e sociali).
(c) Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) più emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti. Dato contabilizzato su base equity, per maggiori informazioni si veda il capitolo Nota Metodologica.
(d) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.
(e) Sono compresi il vapore, il calore e l'idrogeno.
(f) I dati 2023 relativi ai nuovi primi depositi brevettuali, totali e da fonti rinnovabili, includono il contributo della società Novamont per un totale di 9, tutti relativi a fonti rinnovabili.

ECCELLENZA OPERATIVA

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

PERSONE



Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie. Nel 2023 sono proseguite le iniziative volte alla diffusione e assimilazione nei processi e nella cultura interna un nuovo modello di capacità e comportamenti volto alla gestione efficace della transizione, avviando anche processi di revisione dei modelli professionali e l'aggiornamento delle competenze per favorire la crescita di professionalità più complete e integrate. Relativamente alla gestione delle proprie risorse, Eni ha avviato un nuovo modello di gestione delle risorse che definisce percorsi di sviluppo lungo tutto il ciclo di vita aziendale, diversificati e coerenti con il nuovo modello di business al fine di valorizzare le diverse professionalità e i talenti in una logica inclusiva, favorendo la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone. In tale ambito nel corso del 2023, sono stati finalizzati i processi di nomina di circa 350 profili senior, è stata completata la revisione dei modelli professionali e l'autovalutazione delle competenze riguardanti circa 3.500 risorse, mentre sono state avviate le attività di aggiornamento dei modelli che coinvolgeranno ulteriori 7.500 risorse, nonché avviate le attività per le restanti aree professionali. Inoltre, sono state riprese le iniziative di mobilità interna, registrando per il 2023 un incremento di circa il 10% rispetto all'anno precedente, anche grazie al miglioramento del sito di job posting interno e delle iniziative di mobilità internazionale, rafforzando una cultura trasversale che valorizzi la ricchezza dello scambio continuo e del confronto tra contesti.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari delle persone di Eni. L'attenzione ad una cultura inclusiva è dichiarata nella Mission e nel corpo normativo, ampliato, a novembre 2023, con l'emissione della prima Policy specifica, che comprende il modello D&I, i principi di riferimento e gli impegni assunti nelle proprie attività in Italia e all'estero. I principi e gli impegni riguardano, in particolare: (i) la valorizzazione della diversità, con l'impegno a riconoscere l'espressione delle caratteristiche individuali e a scongiurare episodi di discriminazione in relazione a: colore, sesso, religione, origine etnica, opinione politica, origine sociale o nazionale, disabilità, identità di genere, orientamento sessuale, status sociale, età o qualsiasi altra forma di diversità contemplata dal diritto internazionale. In tale ottica, Eni supporta lo sviluppo di un business internazionale basato su equità, dignità, pari opportunità, diffusione di valori etici ed integrazione; (ii) l'equità, garantendo e valorizzando un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo, fornendo a ciascuna persona gli strumenti necessari per avere pari accesso alle risorse e alle opportunità aziendali, libertà di espressione e promuovendo la parità di genere e l'empowerment femminile sul lavoro, nelle pratiche di business, e nei rapporti con le comunità, integrando una prospettiva di parità di genere nei processi e nelle attività promosse, anche attraverso la realizzazione di assessment specifici; anche le iniziative di comunicazione e commerciali sono attenzionate per promuovere una visione inclusiva dell'azienda senza stereotipi di genere; (iii) l'unicità, che favorisce l'ascolto di ciascun dipendente nell'ottica di sviluppare una cultura organizzativa che valorizzi le caratteristiche distintive di ognuno; (iv) l'inclusività, che promuove la cultura della pluralità per un contesto di lavoro partecipativo, supportando l'ascolto, il dialogo e la diffusione di un mindset inclusivo e collaborativo, a partire da un forte commitment del management volto alla valorizzazione delle diversità.

Il coordinamento complessivo è assicurato da un'unità dedicata che sviluppa la strategia in materia di D&I e coordina il portfolio di iniziative, mentre le altre funzioni aziendali, assicurano la realizzazione di iniziative di inclusione, anche con la definizione di obiettivi (performance management) per lo sviluppo del capitale umano. Affinché si consolidi l'impegno individuale e la responsabilizzazione delle persone, vengono organizzate azioni di ascolto, sensibilizzazione, comunicazione sui temi D&I. In particolare nel 2023 si segnalano le iniziative: (i) D&I Matters, corso formativo focalizzato

su alcuni ambiti di diversità, analizzati secondo la lente dei pregiudizi inconsapevoli e sulle azioni per il superamento degli stereotipi stessi; (ii) EniforInclusion, format interno di comunicazione che prevede la condivisione di storie di inclusione con il coinvolgimento di persone Eni e di testimonial esperti esterni; (iii) Design Our Inclusion, progetto basato sulla metodologia del Design Thinking volto a misurare l'impatto delle iniziative in corso e la sensibilità aziendale sulle tematiche D&I oltre, e soprattutto, a generare nuove idee e co-progettare nuove iniziative con le persone Eni; (iv) Community D&I, canale diretto di comunicazione con i colleghi Eni in tutto il mondo, che conta circa 2000 iscritti, e il cui piano di comunicazione prevede la condivisione di informazioni circa eventi D&I organizzati internamente o da associazioni di cui Eni è partner (es. Parks, Valore D), oltre ad informazioni circa giornate internazionali su temi D&I; (iv) coinvolgimento dei Business di Eni all'estero attraverso l'ascolto diretto e la definizione di un piano di attività specifico per il contesto internazionale in cui Eni opera; (v) rafforzamento della presenza e dell'empowerment femminile anche mediante attività per l'attrazione di talenti femminili e promozione delle materie tecnico-scientifiche (STEM) tra le studentesse, con la valorizzazione della presenza femminile verso posizioni di responsabilità aziendali. Inoltre, sono state realizzate delle partnership finalizzate a rafforzare l'empowerment e l'imprenditorialità femminile (es. Women X Impact, collaborazione nelle iniziative di Valore D).

Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO, Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge, sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023).

FORMAZIONE

Eni considera la formazione uno strumento fondamentale a supporto del cambiamento e ne garantisce la fruizione attraverso momenti di formazione in aula (con un incremento di ore che passa dal 43% del 2022 al 57% nel 2023) e in modalità distance. Transizione energetica e transizione digitale rappresentano due ambiti centrali nello sviluppo delle competenze delle persone Eni in coerenza con le strategie aziendali. Lo sforzo di Eni è quello di incidere sulle soft skills e hard skills accompagnando e supportando le persone nel processo di trasformazione in essere. In questo quadro si inseriscono le iniziative formative su tematiche quali economia circolare, decarbonizzazione ed energie rinnovabili, finalizzate a garantire un upskilling continuo. Nel 2023 è stato importante l'impegno di Eni anche sulle tematiche della D&I, attraverso un percorso disponibile per tutti i dipendenti, e della "Zero Tolerance: Violenza e Molestie sul Lavoro", che ha interessato oltre l'80% dei colleghi Eni.

RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia, il contratto di espansione sottoscritto tra Eni, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali e le organizzazioni sindacali, con validità biennale (2022-23), si è confermato anche nel 2023 uno strumento a supporto della trasformazione finalizzata alla transizione energetica. Consente infatti un ricambio generazionale, attraverso l'inserimento di nuove professionalità chiave per il processo di decarbonizzazione, l'attuazione di un importante investimento per la formazione con percorsi di upskilling e reskilling, e allo stesso tempo un importante piano di turn over. Nel 2023 sono proseguiti gli incontri con le organizzazioni sindacali previsti dal Protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica" e sono state avviate le nuove iniziative di potenziamento del welfare con interventi in ambito sanitario, previdenziale, per il supporto al reddito, housing e per il supporto nella gestione familiare previste da NOI-Protocollo iniziative e servizi per il well-being delle persone Eni. Obiettivo del Protocollo NOI è ricercare un giusto bilanciamento delle attività lavorative, con un approccio sempre più attento alla sfera personale e sociale e sempre più vicino alle esigenze delle persone, attraverso un miglioramento dell'offerta di servizi esistenti e rendendone più facile l'accesso su tutto il territorio.
All'estero, a luglio 2023, si sono svolti a Madrid gli incontri di relazioni industriali internazionali quali l'incontro del Comitato Aziendale Europeo (CAE) dei dipendenti Eni, l'incontro dell'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e, a novembre, l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa. Gli incontri si sono incentrati, tra le altre tematiche, su un esame approfondito del Piano Strategico 2023-2026, dei principali indicatori dell'occupazione ed in materia di salute e sicurezza, dando spazio anche a momenti di formazione sui recenti orientamenti sovranazionali in materia di lavoro. Gli incontri periodici del Comitato Ristretto del CAE hanno invece approfondito l'esame di alcuni specifici business e l'informazione su cambiamenti organizzativi significativi del 2023. Nel corso dell'anno è altresì proseguita la graduale estensione dello Smart Working alle realtà estere.

WELFARE AZIENDALE E WORK-LIFE BALANCE

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e di benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, rivolti a migliorare il benessere dei dipendenti. Il modello di Smart Working (SW) Eni (accordo sottoscritto ad ottobre 2021) prevede per tutti i dipendenti in Italia 8 gg/mese per le sedi uffici e 4 gg/mese per i siti operativi e numerose opzioni Welfare a sostegno non solo della genitorialità e disabilità ma anche della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili di un componente convivente del nucleo familiare. Il modello di SW è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali. Inoltre, con riferimento ai temi della genito-

rialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Per quanto riguarda i servizi di welfare, Eni offre un piano di iniziative che rispondono a bisogni che riguardano l'ambito familiare (dai servizi ricreativi ed educativi per i figli, a quelli di assistenza per i familiari non autosufficienti), a quello della promozione della salute e del benessere psicofisico (iniziative di prevenzione dedicate, sportello psicologico e disponibilità di strutture sportive convenzionate) e interventi di supporto al reddito (prestiti agevolati, previdenza complementare e assistenza sanitaria integrativa). Il 2023 è stato caratterizzato dalla realizzazione di nuove importanti iniziative che hanno arricchito l'offerta esistente attraverso il potenziamento dei servizi in ambito sanitario, di supporto alla genitorialità e di sostegno al reddito, definiti nel Protocollo NOI sottoscritto con le organizzazioni sindacali.

SALUTE

Eni considera la salute un diritto umano fondamentale, tutela e promuove il benessere psico-fisico e sociale dei lavoratori, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (in merito alla salute delle comunità si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo), tenendo conto della dimensione bio-psico-sociale della salute e dei più elevati standard internazionali. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. In un contesto epidemiologico in continua evoluzione e di fronte alle sfide della transizione energetica, è sempre più strategico promuovere la cultura della salute e l'accesso a servizi sanitari adeguati. Per affrontare queste sfide, Eni ha sviluppato un sistema di gestione della salute integrato in tutte le realtà operative, che comprende le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, iniziative di promozione della salute, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché programmi specifici a supporto delle comunità presso cui opera. La strategia per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi legati alla salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, rafforzare gli interventi a favore delle comunità, potenziare i presidi emergenziali, con particolare riferimento alle malattie infettive ed eventuali focolai epidemici e pandemici, e potenziare i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di vulnerabilità, con particolare riferimento alla tutela della salute mentale; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate sulla base dei dati disponibili relativi allo stato di salute della popolazione; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche con il contributo di attività di ricerca scientifica, in considerazione dei rischi collegati ai nuovi progetti e ai processi industriali e alla luce delle risultanze delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari attraverso l'utilizzo di tecnologie dell'informazione, della telemedicina e della comunicazione mobile. Nel 2023 sono proseguite, in tutte le società, le attività di rafforzamento e potenziamento del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere fisico, mentale e sociale delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi, attraverso attività di sensibilizzazione e di prevenzione grazie ai nuovi strumenti digitali di comunicazione interna. È proseguita inoltre l'attività di ricerca in collaborazione con centri di ricerca e università per la valutazione degli impatti sulla salute relativi ai nuovi processi produttivi e modelli di business legati alla transizione energetica, con particolare attenzione alle bioraffinerie e all'agribusiness. È stata rafforzata la collaborazione con le istituzioni sanitarie nei Paesi di presenza ed il presidio di organizzazioni internazionali, tra cui il Comitato Salute di IOGP (International Organization of Oil & Gas Producers), IPIECA ed è stato avviato un progetto in collaborazione con l'Organizzazione Internazionale del Lavoro per migliorare la sicurezza e la salute sul lavoro dei piccoli agricoltori coinvolti nelle iniziative agroindustriali di Eni in Kenya e in Costa d'Avorio.

Metriche e commenti alle performance

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 32.321 persone di cui 21.336 in Italia (66% dell'occupazione) e 10.985 all'estero (34% dell'occupazione). Nel 2023 l'occupazione a livello mondo cresce di 945 persone rispetto al 2022, pari al +3%, con un incremento concentrato in Italia di +865 dipendenti mentre all'estero di +80 risorse. L'incremento dell'occupazione complessiva è sostanzialmente riconducibile ad operazioni di M&A (acquisizioni in ambito Energy Evolution parzialmente compensate da cessioni in ambito Natural Resources). Nel 2023, la presenza femminile ha registrato un incremento di +0,5 punti percentuali vs. il 2022 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (+0,7 punti percentuali verso il 2022). Si evidenzia inoltre una percentuale più elevata di donne (3,8% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che rappresentano lo 0,2% sul totale degli uomini.

Assunzioni - Complessivamente, nel 2023 sono state effettuate 2.630 assunzioni (+4,2% ca. vs. 2022) di cui 1.949 con contratti a tempo indeterminato (+8,5% ca. vs. 2022). Circa il 46% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 64% ha riguardato la Direzione Energy Evolution, principalmente per supportare lo sviluppo di attività di business collegate alla transizione energetica come la produzione di energia da fonti rinnovabili, economia circolare e di efficienza energetica, (1.678 di cui 1.267 a tempo indeterminato e 411 a tempo determinato), il 18% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 467 di cui 306 a tempo indeterminato e 161 a tem-

po determinato) e il rimanente 18% Support Functions (totale 485 di cui 376 a tempo indeterminato e 109 a tempo determinato) sia nelle attività tradizionali che nelle aree Tecniche (IT, R&D e Ingegneria) a supporto dei business in sviluppo.

Risoluzioni - Sono state effettuate 2.368 risoluzioni (1.268 in Italia e 1.100 all'estero) di cui 1.942 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato[16], realizzate anche attraverso l'applicazione di strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di espansione e isopensione), con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 32%. Il 39% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2023 aveva età inferiore a 50 anni.

Tasso di Turnover - Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze per sostenere la transizione energetica, è evidenziato anche dall'andamento del tasso di turnover che nel 2023 rimane sostanzialmente allineato al 2022, anno in cui si è registrato il valore più rilevante degli ultimi 4 anni. Nell'ambito delle azioni di inclusività, i dati di turnover di personale femminile sono in aumento vs. il 2022 di +0,6 p.p. (turnover donne pari a 16,8% vs. turnover uomini 10,9%).

Diversity & Inclusion - Nel 2023 la percentuale del personale femminile cresce di 0,5 p.p. vs. il 2022 e si attesta al 27,38% (rapporto totale donne su totale occupazione). L'incidenza delle donne sulle singole qualifiche è la seguente (rapporto qualifica donne sul totale qualifica): 18,17% dirigenti, 30,34% quadri, 30,77% impiegati, 15,1% operai; tali percentuali sono incrementate per tutte le qualifiche rispetto al 2022. La percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e negli organi di controllo delle società controllate è aumentata rispetto al 2022, ed è pari rispettivamente al 28% e al 43%. Nel 2023, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 29,2% rispetto al 28,5% registrato nel 2022. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2023 sono complessivamente 763 su 1.949 totali pari al 39,2%, in aumento vs. 2022 di ca. +2,3 p.p. con una crescita in linea con il processo intrapreso da Eni volto a favorire un tasso di sostituzione delle donne maggiore a quello degli uomini per permettere un più rapido raggiungimento dell'equilibrio di genere. Il numero dei dipendenti non italiani in posizione di responsabilità negli ultimi anni si attesta mediamente a ca. il 20%; il dato 2023 è sostanzialmente in linea rispetto al 2022 con una leggera flessione di -0,7 p.p. anche a causa delle operazioni M&A. La popolazione Eni è composta da 110 nazionalità diverse. In Italia, nel 2023, si sono registrate 70 nuove assunzioni di personale appartenente a categorie protette (Legge 68/99), per un totale di risorse a ruolo Eni e in società controllate di circa 670. Inoltre, Eni ha sottoscritto impegni istituzionali per l'inserimento, nell'arco dei prossimi anni, di ca. 120 risorse, impegno che sarà ulteriormente incrementato fino a ca. 250 risorse.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 1.472 assunzioni di cui 1.329 a tempo indeterminato (38,7% donne). L'aumento dell'occupazione di +865 unità (+4,2%) è dovuto principalmente alle operazioni M&A (acquisizione Novamont in ambito Energy Evolution). Si riscontra un incremento del +20,7% della popolazione under 30 a favore di una lieve riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta del -0,7%. Sempre in Italia, nel 2023 si registrano 1.268 risoluzioni, di cui 1.146 a tempo indeterminato (di cui il 30% ca. di donne). L'uscita di personale è stata realizzata anche attraverso strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di espansione e isopensione), compensata quasi integralmente da nuove assunzioni. Complessivamente in Italia si registra a fine 2023 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni a tempo indeterminato di ca. 1,16:1 (1,16 ingressi a fronte di 1 uscita).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'87% nell'ultimo triennio. All'estero nel 2023 sono state effettuate 1.158 assunzioni di cui 620 a tempo indeterminato (di cui il 40,2% di donne). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +58 con 1.158 assunzioni (65% Direzione Energy Evolution; 22% Direzione Natural Resources; 13% Support Functions) e 1.100 risoluzioni di cui 796 a tempo indeterminato. Di queste risoluzioni l'11,8% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 30 anni, e il 34,9% ha riguardato personale femminile. All'estero, rispetto all'anno precedente, si registra una crescita di +80 risorse (+0,7%) così articolata: -35 risorse locali (-0,4%), gli espatriati italiani restano stabili, +115 risorse internazionali (+30%). All'estero operano complessivamente 1.499 espatriati (di cui 1.001 italiani e 498 espatriati internazionali).

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 20%, il settore Plenitude, per il 19% i settori della Chimica e Support e in percentuali minori le altre

(16) Di cui circa il 55% per pensionamenti e il 32% per dimissioni.

linee di business che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Chimica (27%), Upstream (21%) e Support (20%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 44,7 anni (45,5 in Italia e 43,3 all'estero), con un ringiovanimento rispetto al 2022 (45,1); tale risultato è stato conseguito grazie all'importante lavoro di turnover, realizzato attraverso il ricorso agli strumenti straordinari di incentivazione all'esodo (Contratto di espansione e l'isopensione) combinato con un importante programma di assunzioni rivolto in particolare alle professionalità innovative e alle figure Junior. Nel dettaglio le età medie per categoria sono: 53,2 anni (53,4 in Italia e 52,5 all'estero) per dirigenti, 48,5 anni (49 in Italia e 47,1 all'estero) per i quadri, 43,7 anni (44,2 in Italia e 42,6 all'estero) per impiegati e 40,3 anni (40,2 in Italia e 40,3 all'estero) per il personale operaio.

Processi di valutazione - Nel 2023, i processi di valutazione delle performance e di management review hanno coperto rispettivamente l'85% e il 95% della popolazione target, mentre le attività di valutazione del potenziale il 95% del totale programmato, leggermente in flessione in particolare per l'estero, anche a seguito di un turn over fisiologico e da contingenze specifiche (es. mobilità delle risorse o riorganizzazioni societarie).

REMUNERAZIONE

Eni monitora annualmente l'equità salariale, principio esplicitamente richiamato nelle disposizioni di attuazione annuale delle politiche retributive, anche al fine di valutare eventuali azioni correttive. In particolare, Il pay ratio di genere a livello globale risulta pari nel 2023 a 101 per la remunerazione fissa (Italia 102) e 97 per la remunerazione totale (Italia 97). L'indicatore, calcolato per categoria professionale presenta un sostanziale allineamento delle remunerazioni anche per middle manager e impiegati mentre per senior manager e operai, gli scostamenti sono riferibili principalmente ad una più ridotta presenza femminile. Per quanto riguarda il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti Italia (principale sede operativa), l'indicatore nel 2023 risulta pari a 35 per la remunerazione fissa e a 172 per la remunerazione totale; considerando tutti i dipendenti, tali rapporti risultano pari rispettivamente a 36 e 180. La remunerazione totale mediana di tutti i dipendenti rispetto al 2022 è variata del 2,5% mentre quella dell'AD/DG è variata del 32% principalmente per la variazione dell'Incentivo di Lungo Termine Azionario assegnato dovuta all'incremento del prezzo del titolo Eni nel periodo di riferimento (15,27 euro vs. 8,21 euro).

RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza, tale percentuale si attesta al 56,28%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva, Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale, applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policy aziendali worldwide.

FORMAZIONE

Nel 2023 si registra un trend in aumento rispetto al 2022 su tutti gli indicatori di formazione. Le ore totali fruite registrano un incremento del 23% mentre il valore medio del 18%: tutte le categorie professionali registrano un aumento ma la percentuale più alta si riscontra nelle categorie degli impiegati e degli operai. Si segnala, inoltre, una crescita anche della spesa media dell'11% dovuta sia all'incremento delle ore di formazione che ad una ripresa importante della formazione in aula, che nel 2023 rappresenta il 57% delle ore complessive contro il 43% del 2022. Delle oltre 1 milione di ore di formazione nell'anno, l'80% sono state fruite da uomini e il 20% da donne.

SALUTE

Nel 2023, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 346.523, di cui 222.806 a favore di dipendenti, 58.202 a favore di familiari, 56.965 a favore di contrattisti e 8.550 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2023 è pari a 90.798, di cui 65.074 dipendenti, 23.632 contrattisti e 2.092 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2023 si registrano 54 denunce, di cui 17 riguardanti personale attualmente impiegato e 37 relative ad ex dipendenti. Delle 54 denunce di malattia professionale presentate nel 2023, 2 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti). Nell'ambito delle iniziative digitali per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor, nel 2023 sono stati testati 49 sensori presso i siti operativi onshore in Italia e si prevede un target di 100 sensori al 2027, includendo l'offshore e l'estero.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
OCCUPAZIONE E DIVERSITY[a]				
Dipendenti[b]	(numero)	**32.321**	31.376	31.888
Donne		**8.849**	8.427	8.360
Italia		**21.336**	20.471	20.632
A tempo indeterminato		**21.168**	20.340	20.512
A tempo determinato		**168**	131	120
Part-time		**261**	287	324
Full-time		**21.075**	20.184	20.308
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		**329**	259	100
Estero		**10.985**	10.905	11.256
A tempo indeterminato		**10.215**	10.084	10.599
A tempo determinato		**770**	821	657
Part-time		**115**	288	141
Full-time		**10.870**	10.617	11.115
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		**2.464**	2.433	2.728
Africa		**2.711**	2.867	3.189
Americhe		**1.930**	1.872	1.731
Asia		**2.506**	2.520	2.786
Australia e Oceania		**101**	89	88
Resto d'Europa		**3.737**	3.557	3.462
Under 30		**3.240**	2.771	2.587
30-50		**18.427**	17.803	17.302
Over 50		**10.654**	10.802	11.999
Dipendenti all'estero locali	(%)	**86**	87	88
Dipendenti per categoria professionale:	(numero)			
Dirigenti		**941**	948	966
Quadri		**9.258**	9.056	9.113
Impiegati		**16.140**	15.479	15.554
Operai		**5.982**	5.893	6.255
Dipendenti a tempo indeterminato		**31.383**	30.424	31.111
Dipendenti a tempo determinato		**938**	952	777
Dipendenti full-time		**31.945**	30.801	31.423
Dipendenti part-time		**376**	575	465
Lavoratori non dipendenti (atipici interinali)		**2.793**	2.692	2.828
Assunzioni a tempo indeterminato		**1.949**	1.796	967
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		**1.942**	2.215	2.275
Tasso di turnover[c]	(%)	**12,5**	12,6	10,5
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni		**28**	24	24
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni[d]		**43**	38	43
Dirigenti e quadri locali all'estero		**18,27**	17,73	18,03
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		**19,1**	19,8	20,6
Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale	(numero)	**945**	522	n.d.
di cui: uomini (rientrati)		***619***	129	n.d.
di cui: donne (rientrate)		***326***	393	n.d.
Tasso di rientro al lavoro dopo congedo parentale	(%)	**92,91**	98,08	n.d.
di cui: uomini		***97,58***	*95,35*	n.d.
di cui: donne		***84,05***	*98,98*	n.d.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
RELAZIONI INDUSTRIALI				
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	**86,95**	87,72	81,6
Italia		**100**	100	100
Estero		**56,28**	54,87	41,6
FORMAZIONE				
Ore di formazione fruite	(numero)	**1.154.495**	939.393	960.152
Ore di formazione fruite medie per dipendente per categoria professionale		**36,7**	31,1	31,3
Dirigenti		**27,6**	26,6	30,0
Quadri		**30,9**	28,3	31,9
Impiegati		**38,5**	31,7	30,0
Operai		**42**	35,1	35,0
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	**1.005,1**	908,2	895,8
SALUTE				
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	**54**	29	30
Dipendenti		**17**	3	7
Precedentemente impiegati		**37**	26	23

(a) Dal 2023 i dati relativi all'occupazione includono Novamont.
(b) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.
(c) Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
(d) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

PAY RATIO DI GENERE - 2023[(a)]

	Remunerazione fissa	Remunerazione totale
DIPENDENTI ITALIA		
Pay ratio (donne vs. uomini)		
Senior Manager	87	79
Middle Manager e Senior Staff	97	98
Impiegati	101	101
Operai	85	85
TUTTI I DIPENDENTI IN ITALIA E ALL'ESTERO		
Pay ratio (donne vs. uomini)		
Senior Manager	87	79
Middle Manager e Senior Staff	93	93
Impiegati	98	98
Operai	94	93

(a) Il pay ratio di genere è calcolato come rapporto della retribuzione media delle donne e la retribuzione media degli uomini.

SICUREZZA



Eni considera la **cultura della sicurezza** diffusa tra dipendenti, contrattisti e stakeholder un diritto fondamentale al lavoro ed un valore imprescindibile per il raggiungimento dei propri obiettivi di business. Infatti, Eni investe costantemente nell'implementazione di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento degli infortuni e alla salvaguardia dell'integrità degli asset. Tuttavia, nonostante l'impegno profuso in tal senso, nel 2023 è occorso un infortunio mortale che ha coinvolto un lavoratore contrattista all'estero. Dall'analisi di tutti gli eventi incidentali dell'anno è emersa la preponderanza di cause appartenenti all'area Sistemi Integrati & Performance Umana e, in particolare, alla Direzione lavori ed esecuzione dell'attività. Per prevenire il ripetersi di tali incidenti, oltre al continuo aggiornamento dei documenti gestionali e delle istruzioni operative, sono state introdotte sia iniziative per rinforzare la sensibilità e il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti in ambito HSE (Safety Leadership, Coaching Program, promozione della Stop Work Authority[17]), sia attività volte al miglioramento delle aree di lavoro in termini di **sicurezza del personale**, nonché l'implementazione di nuove tecnologie digitali a supporto della sicurezza operativa. Tale impegno si focalizza su competenze non tecniche, competenze tecniche e digitalizzazione. Per quanto riguarda le competenze non tecniche, nel 2023 è stato applicato il modello di analisi dei comportamenti e dell'affidabilità umana (metodologia THEME), su cinque siti, al fine di individuare strategie di azione per rafforzare le barriere umane. In merito alle competenze tecniche è stata lanciata la nuova campagna sui Principi e le Regole d'Oro sulla Sicurezza[18], con particolare enfasi sulla Stop Work Authority e la Line of Fire[19], con lo scopo di promuovere i principi fondamentali e i requisiti minimi di sicurezza da applicare ad attività rischiose, al fine di prevenire il verificarsi di possibili incidenti. Relativamente alla digitalizzazione, il tool Safety Pre-Sense, ossia lo strumento di intelligenza artificiale in grado di prevedere situazioni ricorrenti di pericolo a partire dai segnali deboli registrati nei database di sicurezza, ha generato 139 alert che hanno portato all'implementazione di 157 azioni preventive mirate. Sono state inoltre completate le attività propedeutiche per estendere, nell'arco di Piano 2024-27, a 60 ditte contrattiste lo Smart Safety, il sistema digitale che prevede l'utilizzo di dispositivi wearable per allertare i lavoratori in condizioni di pericolo ed emergenza. Infine, è proseguita l'evoluzione e la promozione dell'App HSEni, accessibile in mobilità per segnalare condizioni non sicure, compilare checklist, e per la consultazione delle regole di sicurezza di Eni, completando il roll-out a circa 11.000 utenti su oltre 200 siti in tutto il mondo.

In ambito **Process Safety**, per ridurre al minimo gli incidenti e migliorare le performance, Eni ha svolto diverse attività: la realizzazione di un vademecum relativo ai Process Safety Fundamentals, i principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; la formazione di oltre 1000 risorse tecnico/operative e di area HSEQ tramite il percorso formativo appositamente sviluppato sulla Process Safety in Eni; l'approfondimento dei temi legati alla sicurezza nella gestione dei fluidi per le nuove filiere energetiche, rivedendo gli standard di sicurezza di processo, per includere requisiti di progettazione specifici per l'idrogeno, la CO_2 e altre sostanze da nuove filiere.

Eni applica a tutti i propri impianti il processo di **Asset Integrity**, allo scopo di garantire la corretta progettazione ed adeguata costruzione con i materiali più idonei, di applicare il massimo rigore nell'operatività degli impianti e di attuarne la corretta dismissione, gestendo anche i rischi residuali nel rispetto della sicurezza per le persone, della salvaguardia dell'ambiente e della reputazione. Nell'ambito dei rischi associati ad eventi naturali acuti e cronici, Eni affronta con i più avanzati strumenti scientifici e tecnici anche i rischi connessi al cambiamento climatico. A tal proposito, nel 2023, Eni si è dotata di provider di dati e modelli scientificamente avanzati affinché, nell'ambito della gestione di tali rischi, le ipotesi di lavoro, gli strumenti e le soluzioni tecniche siano sempre in linea coi valori e gli obiettivi di Eni.

Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, è stata identificata un'unità dedicata, Safety Competence Center (SCC), che mira al miglioramento della sicurezza dei lavori in appalto e all'erogazione di servizi di formazione ed addestramento specialistico, nonché al supporto operativo HSE al business. SCC ha continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese, verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza e della tutela dell'ambiente sempre più preventiva, monitorando oltre 3.000 fornitori, pari a circa il 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, gestendo puntualmente le situazioni rilevate al di sotto dello standard e valorizzando le buone prassi innovative individuate, assicurandone la condivi-

(17) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore operante in qualsiasi sito Eni ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.
(18) I Principi hanno un carattere trasversale e si applicano in tutte le situazioni lavorative. Le Regole D'Oro sono l'applicazione di criteri di buona pratica ed evidenziano aspetti comportamentali di particolare rilievo ai fini della prevenzione.
(19) Principio che prevede di rimanere fuori dalla Linea del Fuoco e controllare che anche tutti gli altri lavoratori facciano lo stesso.

sione fra i contrattisti. Inoltre, i Patti per la Sicurezza e l'Ambiente (accordi volontari con le imprese) sono attivi in 92 siti in Italia e 13 nelle società all'estero in Albania, Congo, Egitto, Ghana, Indonesia, Libia, Nigeria, Messico, UK, US, Tunisia, e nel corso del 2024 verranno estesi in Algeria, Costa d'Avorio, Kenya e Oman. Nell'ambito della sicurezza di prodotto Eni continua la promozione dell'**innovazione tecnologica** in linea con l'evoluzione normativa europea ed extra europea, in particolare con la Chemichal Strategy for Sustainability (CSS), strategia dell'UE che mira alla protezione dalle sostanze chimiche nocive ed alla promozione di prodotti chimici più sicuri e sostenibili verso lo sviluppo di un sistema di gestione responsabile del prodotto lungo l'intera catena del valore. A tal proposito, Eni ha sviluppato un sistema trasparente, smart e user friendly indirizzato a tutti gli stakeholder che semplifica la gestione di tutti i prodotti chimici lungo la catena del valore e di tutte le informazioni e documentazioni ad essi connesse e che, grazie alla sua natura digitale, consente un monitoraggio continuo e in tempo reale di tali informazioni, fornendo un valido supporto nella raccolta di documentazione necessaria per gli adempimenti normativi e migliorando notevolmente la capacità di rispettare gli standard legislativi.

In merito al **sistema di gestione** relativo alla **salute e sicurezza** sul posto di lavoro, il sistema normativo HSE di Eni stabilisce i criteri di clusterizzazione delle linee datoriali di Eni SpA e delle sue società controllate in base al rischio HSE delle attività svolte. Sono identificate tre tipologie di cluster: cluster di rischio HSE significativo (attività industriali), per il quale è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, una certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001[20] e verifiche interne HSE annuali; cluster di rischio HSE limitato (attività di ufficio o a limitata rilevanza), per il quale è previsto l'obbligo di adozione (ma non di certificazione) di un sistema di gestione HSE e verifiche interne HSE annuali o quinquennali; cluster di rischio HSE assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per il quale non sono previsti obblighi specifici. In tale contesto, tutte le realtà a rischio significativo, sono coperte da certificazione ISO 45001 e ISO 14001 o ne hanno pianificato il conseguimento, così come tutte le realtà a rischio limitato hanno implementato un sistema di gestione HSE o ne hanno pianificato lo sviluppo. In particolare, a fine 2023: l'84% delle realtà a rischio significativo ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e l'83% la ISO 14001, mentre l'83% delle realtà con obbligo di sviluppo di un sistema di gestione HSE, ha già implementato un sistema di gestione HSE. Nel corso del 2023, in aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, sono stati svolti oltre 1.200 audit interni su tematiche HSE.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è diminuito rispetto al 2022 (0,40 rispetto a 0,41 nel 2022), grazie alla riduzione del numero di infortuni totali registrabili dei contrattisti (78 rispetto a 88 nel 2022), mentre il numero di infortuni totali registrabili dei dipendenti è aumentato (44 rispetto a 25 nel 2022). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (54 eventi rispetto ai 42 del 2022, di cui 24 dipendenti e 30 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+20%); all'estero il numero di infortuni è diminuito (68 eventi rispetto ai 71 del 2022, di cui 20 hanno coinvolto i dipendenti e 48 i contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 15%. È stato registrato 1 infortunio mortale per un contrattista in Nigeria, colpito da un oggetto durante le attività di manutenzione. L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 0,33. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi[21] della forza lavoro (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,003 ed è legato ad un unico evento che ha causato inabilità permanete parziale ad un dipendente in Turkmenistan. Nel 2023 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2[22], che è in continua diminuzione dal 2016, indice di un'accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 10 eventi di Process Safety (PSE) Tier 1 e 10 Tier 2. Il 60% degli eventi ha riguardato le attività upstream, il 30% le attività di raffinazione (15%) e petrolchimiche (15%) e il rimanente 10% le business unit Enilive ed Eni Rewind. Oltre la metà dei PSE (55%) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 30% un incendio e il 15% rilascio in atmosfera. Per quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro, grazie ad iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del reporting e l'analisi dei segnali deboli, anche nel 2023 è proseguito il trend in crescita di segnalazioni relative ad unsafe condition ed unsafe act.

(20) La ISO 14001 è relativa ai sistemi di gestione ambientale mentre la ISO 45001 è relativa ai sistemi di gestione della salute e della sicurezza.
(21) Il dato riportato è il migliore disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso.
(22) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023		2022	2021
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,40**	*0,56*	0,41	0,34
Dipendenti		**0,45**	*0,65*	0,29	0,40
Contrattisti		**0,38**	*0,51*	0,47	0,32
Eventi di process safety	(numero)				
Tier 1		**10**	*10*	17	16
Tier 2		**10**	*9*	21	24
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro		**1**	*1*	4	0
Dipendenti		**0**	*0*	0	0
Contrattisti		**1**	*1*	4	0
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	**0,33**	*0,61*	1,46	0,00
Dipendenti		**0,00**	*0,00*	0,00	0,00
Contrattisti		**0,48**	*0,96*	2,13	0,00
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	**0,00**	*0,01*	0,01	0,00
Dipendenti		**0,01**	*0,02*	0,01	0,00
Contrattisti		**0,00**	*0,00*	0,01	0,00
Near miss	(numero)	**918**	*556*	899	780
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	**305,4**	*163,0*	273,7	256,5
Dipendenti		**98,4**	*58,6*	85,6	82,9
Contrattisti		**207,1**	*104,4*	188,1	173,6

RISPETTO PER L'AMBIENTE

Eni, nei diversi contesti geografici in cui opera, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali come l'acqua, alla minimizzazione delle emissioni inquinanti in atmosfera, alla riduzione degli oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. La **cultura ambientale** diffusa attraverso iniziative di comunicazione, formazione e sensibilizzazione è una leva per assicurare una maggiore consapevolezza nella gestione degli aspetti ambientali. In questo ambito, nel 2023, Eni ha proseguito la promozione delle Environmental Golden Rules, lanciando una web serie di sette episodi per supportare l'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei dipendenti e dei fornitori, in coerenza con i valori, l'impegno e gli standard di Eni. I fornitori sono stati coinvolti anche in 16 patti per la sicurezza e l'ambiente che sono stati sottoscritti nel 2023 in Italia e all'estero, con i quali si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili tramite l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. È inoltre proseguita l'iniziativa dei "Talk Ambientali" su temi di attualità ed è stato ampliato il percorso di sensibilizzazione "Insieme per l'ambiente", arricchito di nuovi moduli volti a rafforzare la capacità di intercettare e gestire i segnali deboli ambientali. Inoltre, sono state condotte specifiche attività di engagement in Italia e in una realtà estera con la finalità di innalzare il commitment e la leadership aziendale nella gestione delle tematiche ambientali. In continuità con gli scorsi anni, Eni ha proseguito le attività dedicate alla digitalizzazione ambientale per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale e di modelli di valutazione tecnico-gestionali dedicati per ciascun sito. Al fine di garantire la **gestione** efficiente della **risorsa idrica**, Eni valuta l'utilizzo dell'acqua con i relativi impatti sull'ecosistema, sugli altri utenti e sull'organizzazione stessa. In particolare, nelle aree a stress idrico realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico. Inoltre, l'utilizzo della risorsa idrica è un elemento di approfondimento nella relazione con i fornitori da parte di Eni, nonché di stimolo al miglioramento. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio **posizionamento sull'acqua**, nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate[23] e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. In ambito IPIECA invece Eni è impegnata a promuovere best practice nell'ambito della gestione della risorsa idrica attraverso un programma di formazione

(23) Il CEO Water Mandate è una speciale iniziativa istituita nel 2007 dal Segretario Generale delle Nazioni Unite e dal Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC) in collaborazione con il Pacific Institute per promuovere la gestione dell'acqua da parte delle aziende in tutto il mondo.

e condivisione delle esperienze di settore ed è inoltre attiva nella definizione dei criteri di water stewardship per il settore O&G ed energie alternative tra cui solare, eolico, idrogeno e biofuel. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione delle proprie attività al rischio idrico, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2023 Eni ha fornito risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio B, migliore della media di settore. Eni persegue la riduzione dei prelievi di acqua dolce agendo su due leve: l'aumento dell'efficienza o dei ricicli interni di acqua dolce e la sostituzione delle fonti di acqua dolce di alta qualità (di falda, superficiale, municipale o da terzi) con acqua di bassa qualità, ad esempio, acqua da bonifica, reflua o dissalata. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua trattata nei propri impianti di bonifica di acque di falda contaminate (TAF - Trattamento Acque di Falda), contribuendo, in tal modo, alla diminuzione dei prelievi di acqua di alta qualità. L'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione reiniettate permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra, contribuendo quindi alla salvaguardia della risorsa idrica specialmente nelle aree a stress idrico[24]. La realizzazione dei progetti specifici viene condotta nel rispetto delle autorizzazioni locali necessarie che, in alcuni casi, possono richiedere il coinvolgimento degli stakeholder locali. Inoltre, Eni si è dotata di precisi standard interni da utilizzare qualora le norme cogenti locali siano meno stringenti, o assenti, per quanto concerne la conservazione dell'ambiente e della risorsa idrica, sottostando, in ultima analisi, anche a quanto indicato dai principali standard internazionali. Con riferimento alle sostanze potenzialmente pericolose[25] per le quali gli scarichi sono oggetto di trattamento, Eni effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici e, in particolare, degli idrocarburi presenti nelle acque di scarico dopo trattamento e di oli totali nelle acque di produzione scaricate. Sono inoltre adottate soglie di preallarme interne nel caso di superamento della concentrazione di microinquinanti nelle acque scaricate, specifici per ogni attività produttiva, allo scopo di avviare eventuali azioni correttive in maniera tempestiva, qualora necessario.

Nel percorso verso il raggiungimento degli obiettivi globali di conservazione della natura, **l'economia circolare** rappresenta una delle leve fondamentali, e per questo, i principi di circolarità sono adottati da Eni nel proprio modello di business, nelle filiere esistenti e nello sviluppo di nuove filiere di prodotti. Approcci circolari sono adottati, ad esempio nell'upstream con il riutilizzo di asset e attrezzature e con il riciclo dei materiali, negli approvvigionamenti con la sensibilizzazione ed il coinvolgimento dei fornitori, nel downstream, con iniziative di trasformazione che riguardano le raffinerie tradizionali e la logistica e mediante la produzione di biocarburanti ottenuti dalla valorizzazione di scarti, residui e rifiuti. Inoltre, si stanno sviluppando tecnologie di riciclo di plastiche e gomma, nonché progetti di valorizzazione di suoli, acque e rifiuti industriali e da bonifica. Eni ha continuato anche nel 2023 lo sviluppo in diversi contesti aziendali del proprio modello di misurazione della circolarità, validato da un ente terzo di certificazione. Inoltre, nel 2023 Eni ha avviato un progetto pilota per l'applicazione dello standard sperimentale UNI TS 11820 sulla misura della circolarità e collabora all'aggiornamento ed alla revisione della norma prevista per il 2024.

Nell'ambito della **gestione dei rifiuti** Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero ricercando ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind[26], che si avvale degli strumenti digitali implementati negli ultimi anni per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti, viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza dal sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione degli oil spill in Italia, in Val d'Agri sulla rete di produzione è stata effettuata la manutenzione annuale del sistema e-vpms®[27] e quella prevista per il sistema di monitoraggio e allerta meteo Early Warning - Kassandra Meteo Forecast applicato al controllo continuo dei rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici del Centro Olio Val D'Agri nonché al monitoraggio delle coltivazioni agricole (Agri-Hub). Considerando ancora il contesto italiano, sulla rete retail, è proseguito il risanamento cautelativo di ulteriori serbatoi interrati e la bonifica e messa fuori servizio di altri serbatoi di olio esausto. In Nigeria, nel corso del 2023, nell'ambito della strategia di gestione degli oil spill, sono proseguiti i test di funzionamento del sistema e-vpms®, installato su alcuni tratti principali e secondari e pipeline del network. In aggiunta è stato testato l'utilizzo di droni al fine di migliorare l'identificazione delle attività illegali e per meglio supportare le agenzie di sorveglianza e le autorità nella riduzione dei fenomeni effrattivi. Sono state anche potenziate le squadre intervento di identificazione e di riparazione dei punti di prelievo approntati a scopo di furto illegali con conseguente diminuzione degli impatti ambientali favorendo un'ulteriore riduzione, rispetto al

(24) Le aree a stress idrico sono individuate con l'impiego di Aqueduct, strumento realizzato dal World Resources Institute, e monitorate annualmente attraverso un'analisi interna attuata fino al dettaglio del singolo sito operativo.
(25) Come normato dal D.lgs. n. 152 (T.U. ambientale), o analogo riferimento normativo per Paesi esteri.
(26) Eni Rewind è la società ambientale di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica.
(27) e-vpms® è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.

2022, degli oil spill legati alle attività operative. Eni prosegue l'impegno in termini di verifica, monitoraggio e sostituzione delle pipeline onshore e offshore al fine di garantire l'integrità degli asset e prevenire eventuali oil spill. Nel corso del 2023, nell'ambito delle metodologie di valutazione degli impatti ambientali a seguito degli oil spill: (i) è stata ulteriormente affinata la metodologia volta alla valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali che possono coinvolgere le pipeline; (ii) effettuato in Libia lo studio "Spill Impact Mitigation Assessment" previsionale basato su linee guida IPIECA volto ad individuare e prioritizzare le opzioni di risposta in caso di eventuale oil spill. Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP - International Association of Oil & Gas Producers al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a seguito di eventuali oil spill (di petrolio e di altre sostanze chimiche), partecipando alle iniziative regionali in collaborazione con IMO (International Maritime Organization) e GI WACAF (Global initiative West, Central and Southern Africa) e monitorando le attività dell'iniziativa OSPRI (Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Nell'ambito del gruppo di lavoro IPIECA e IOGP, nel corso del 2023 sono state aggiornate e diffuse alcune Good Practice Guidance relative alla gestione delle emergenze oil spill.
Operando su scala globale in contesti con diverse sensibilità ecologiche, Eni ha sviluppato nel tempo un modello di gestione della **Biodiversità** e **Servizi Ecosistemici (BES)**, avvalendosi di collaborazioni di lungo periodo con organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Tra quelle attive nel 2023 si segnalano: Fauna & Flora International (dal 2003), Wildlife Conservation Society (dal 2016) e IUCN - International Union for Conservation of Nature (dal 2022); dal 2008 Eni è membro di Proteus, partnership gestita da UNEP/WCMC (World Conservation Monitoring Centre) finalizzata alla raccolta e diffusione di dati ed informazioni a livello globale su biodiversità ed ecosistemi. Da anni, tale modello è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei siti e attività di Eni. Il modello di gestione BES, basato su un approccio risk-based e applicato alle operazioni esistenti e ai nuovi progetti assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo delle comunità locali) siano identificate e gestite sin dalle prime fasi progettuali. Gli studi BES valutano per ciascuna fase del progetto la significatività di un impatto combinandone la magnitudo con la sensibilità dell'elemento BES nell'area coinvolta, considerando anche le opportunità di fornire un contributo positivo alla conservazione di aspetti BSE prioritari. Ciò avviene attraverso l'applicazione sistematica della Gerarchia di Mitigazione per prioritizzare le misure preventive rispetto alle correttive e promuovere il miglioramento continuo della gestione BES verso l'assenza di perdite nette di biodiversità (no net loss) o miglioramento delle condizioni (net gain), a seconda dei rischi e del contesto specifico del progetto. La consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le aspettative e le preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano le esigenze locali. L'esposizione al rischio biodiversità viene periodicamente valutata mappando i siti operativi di Eni rispetto alla loro vicinanza geografica con aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità, al fine di identificare i siti prioritari su cui eseguire ulteriori indagini per caratterizzare il contesto operativo-ambientale e valutare i potenziali impatti da evitare o mitigare attraverso Piani d'Azione (BAP - Biodiversity Action Plan). I BAP inoltre specificano i target, i monitoraggi, le tempistiche, le responsabilità e gli indicatori di performance e sono periodicamente aggiornati per tutta la vita del progetto garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Nel caso di aree naturali che sono riconosciute dall'UNESCO come siti con "Eccezionale Valore Universale" (OUV - Outstanding Universal Value), Eni ha adottato una politica di "NO GO". Nel 2019, Eni ha **comunicato il suo impegno** a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO; inoltre, nelle joint venture in cui Eni non è operatore, viene promosso con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la **Policy BES** di Eni. Inoltre, Eni partecipa in associazioni (es. IPIECA, WBCSD) per promuovere buone pratiche di gestione dei potenziali impatti del settore energetico sulla biodiversità e sugli ecosistemi. Infine, nel 2023 è stata aggiornata la sezione di approfondimento sul sito **eni.com**, per illustrare con maggiore dettaglio i risultati delle valutazioni dell'esposizione al rischio biodiversità per le operazioni del proprio portfolio e delle azioni di mitigazione, come previsto dalle raccomandazioni di trasparenza dell'accordo quadro globale della Convenzione sulla Diversità Biologica "Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework".

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023 i prelievi di acqua di mare (1.089 Mm^3, pari all'89% dei prelievi idrici totali) sono risultati in calo rispetto al 2022 di oltre il 15%, in particolare per gli andamenti registrati nei settori R&M e Chimica (-158 Mm^3 per le fermate per manutenzione presso i petrolchimici di Porto Marghera e Porto Torres), E&P (-31 Mm^3 per l'uscita dal dominio di Eni Angola SpA) e Corporate e Altre Attività (-15 Mm^3, per l'uscita dal dominio di ILCV SpA).
I prelievi di acque dolci, pari a circa il 10% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre l'80% al settore R&M e Chimica, hanno registrato un complessivo aumento rispetto al 2022 (+7%) riconducibile principalmente al petrolchimico di Mantova. In aumento anche i prelievi presso la raffineria di Livorno per la ripresa delle attività dopo il fermo dei primi mesi del 2022. In calo invece i prelievi di acque dolci in E&P dovuto principalmente alla riduzione dei consumi in Algeria, Nigeria ed Egitto e all'uscita dal dominio di Eni Pakistan. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è risultata pari al 90% in linea con il 2022; in Versalis, cui è riconducibile oltre il 70% dei volumi riciclati, la riduzione registrata presso il sito di Mantova è stata compensata dal ripristino del contributo di Dunkerque (a seguito del fermo impianto del 2022).
La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è salita al 60% (59% nel 2022), principalmente per la ripresa delle attività presso i siti libici di El Feel e Abu Attifel. Dall'analisi del livello di

stress dei bacini idrografici e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2023 il 2% dei prelievi idrici totali di Eni (dato stabile rispetto al 2022). Nel 2023, in particolare, Eni ha prelevato 124 Mm^3 di acqua dolce, di cui 25,3 Mm^3 da aree a stress idrico (12,7 Mm^3 da acque superficiali, 4,4 Mm^3 da acque sotterranee, 3,3 Mm^3 da terze parti, 2,4 Mm^3 da acquedotto, 2,4 Mm^3 da TAF e 0,1 Mm^3 da altri stream). I prelievi di acqua di mare e di acque salmastre in aree a stress idrico sono stati rispettivamente pari a 922 Mm^3 e 9 Mm^3. L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 23,4 Mm^3. Nel 2023 Eni ha scaricato 112 Mm^3 di acqua dolce di cui 25,2 Mm^3 in aree a stress idrico, pari al 23% (19% nel 2022). Nel 2023 i consumi idrici totali di Eni sono stati pari a 128 Mm^3 (di cui 29,9 Mm^3 in aree a stress idrico). Nel 2023 i volumi sversati a seguito di **oil spill operativi** (pari a 7.728 barili) hanno registrato un aumento rispetto al 2022 a causa di uno sversamento di olio combustibile presso la raffineria di Sannazzaro di oltre 7.500 barili, quantità interamente recuperata. Gli eventi registrati all'estero hanno determinato meno del 2% dei quantitativi complessivamente sversati, registrando una riduzione di oltre l'83% rispetto al 2022. I Paesi più impattati sono stati l'Egitto (14 eventi, 93 barili sversati) e la Nigeria (5 eventi, 20 barili sversati). Complessivamente è stato recuperato il 99% dei volumi di oil spill operativi del 2023. Gli **oil spill da sabotaggio**, pari a 5.094 barili, registrano una riduzione del 3% rispetto al 2022, nonostante un aumento degli eventi (373 rispetto a 244 nel 2022). Tutti gli eventi (ad eccezione di uno occorso lungo l'oleodotto Sannazzaro-Volpiano per complessivi 2 barili) sono avvenuti in Nigeria. Lo sversamento di maggiore entità (218 barili, di cui oltre 214 recuperati) è occorso sulla tratta Ogoda-Brass. Complessivamente è stato recuperato il 78% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati da oil spill operativi hanno impattato per oltre il 99% il suolo e per meno dell'1% il corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 96% il suolo e per il 4% il corpo idrico. I volumi sversati a seguito di chemical spill (2.260 barili totali) sono in aumento rispetto al 2022 in conseguenza di uno spill avvenuto in Indonesia presso Eni East Seppingan per una perdita di prodotto da una linea di iniezione sottomarina (2.234 barili); a seguito dell'evento sono state intensificate le attività di controllo e manutenzione. I **rifiuti da attività produttive** generati nel 2023 sono aumentati complessivamente del 25% rispetto al 2022, a seguito dell'incremento delle acque di scarico sanitarie di El Gamil (Egitto) e delle acque industriali e di produzione di Zohr (Egitto). I rifiuti non pericolosi registrano una riduzione (-23%) a seguito della riduzione delle acque di produzione smaltite dal Centro Oli Val D'Agri (Italia). I rifiuti recuperati e riciclati sono aumentati al 15% dei rifiuti totali smaltiti[28]. I rifiuti smaltiti presso terzi sono stati pari al 49% del totale (34% i rifiuti pericolosi e 83% quelli non pericolosi), mentre i rifiuti recuperati e riciclati presso terzi sono stati pari al 98% del totale (100% i rifiuti pericolosi e 96% quelli non pericolosi). Nel 2023 sono state generate complessivamente 2,8 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 2,5 milioni da Eni Rewind), costituite per il 59 % da acque trattate in impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente.

Le **emissioni di inquinanti in atmosfera** sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di particolato (PM) che sono rimaste stabili rispetto all'anno precedente. Il calo delle emissioni di SO_x è legato principalmente alla riduzione del contributo da safety flaring registrato presso il centro COVA del Distretto Meridionale. Sulla riduzione delle emissioni di NO_x e NMVOC hanno influito l'uscita dal dominio di Eni Pakistan, Eni Angola e Sergaz, i minori consumi di diesel in Egitto e di fuel gas in Congo e Nigeria, nonché alcune fermate per manutenzione presso gli stabilimenti petrolchimici e la raffineria di Sannazzaro.

L'analisi 2023 della mappatura dei siti ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale, all'interno di aree prioritarie[29] per la **conservazione della biodiversità** riguarda 29 siti operativi[30], tutti ubicati in Italia ad eccezione di due siti in Spagna e uno in Francia; ulteriori 59 siti[30] situati in 10 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Ungheria e USA) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. L'aumento dei siti rispetto allo scorso anno è relativo a nuove acquisizioni di parchi solari ed eolici. Circa il 55% dei siti in, o adiacenti, ad aree importanti per la biodiversità sono siti per la generazione di energia rinnovabile, la restante parte sono stabilimenti petrolchimici, raffinerie o depositi. Per quanto riguarda il settore Upstream, 28 concessioni[30] risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, avendo attività operative nell'area di sovrapposizione. Tali concessioni si trovano in 5 Paesi: Italia, Nigeria, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000[31] che ha un'estesa dislocazione sul territorio europeo; tale esposizione risulta più accentuata rispetto allo scorso anno per via di nuove acquisizioni di parchi eolici e solari in Italia. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mon-

(28) Nel dettaglio, nel 2023 il 10% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 2% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il restante 86% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 25% è stato recuperato/riciclato, il 6% è stato incenerito, l'8% è stato smaltito in discarica, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico mentre il rimanente 60% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).
(29) Aree Protette e KBA (Key Biodiversity Areas). Le KBA sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas".
(30) Questo valore totale non è calcolabile sommando i valori presenti nella successiva tabella dedicata in quanto un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.
(31) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 2009/147/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

diale dell'UNESCO (WHS[32]); un solo sito upstream[33] è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta, né sono stati identificati impatti significativi che possano minacciarne l'Eccezionale Valore Universale (OUV - Outstanding Universal Value). Anche nel 2023 si sono svolte attività di ripristino di habitat o protezione della biodiversità (avviate e/o in corso nell'anno) in Congo, Egitto, Usa (Alaska), Messico, Ghana, Spagna e Italia. Le principali azioni implementate riguardano attività di ripristino ecologico di foreste o altri habitat naturali, attività di monitoraggio e conservazione delle specie, attività di sensibilizzazione delle comunità e dei lavoratori. Ad esempio, in Alaska è in esecuzione sin dal 2009 un BAP per mitigare gli impatti e dimostrare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo del No Net Loss e, dove possibile, contribuire a migliorare lo stato (net gain) e la conoscenza della biodiversità nell'area dell'Alaska North Slope. Tra le principali azioni in corso nel 2023 si segnalano: (i) l'aggiornamento del BAP e attività di monitoraggio continuativo dei movimenti degli orsi polari all'interno dell'area operativa; (ii) l'avvio di una sperimentazione di nuovi approcci per l'individuazione delle tane degli orsi polari attraverso l'uso di droni invece che di aerei per ridurre al minimo il potenziale disturbo per la specie; (iii) la realizzazione di un workshop sulla tundra artica per sintetizzare le conoscenze attuali sulle opportunità e sui rischi legati al ripristino di questo habitat e identificare le lacune informative da colmare con studi di ricerca ad hoc. Al workshop hanno partecipato rappresentanti di regolatori locali e nazionali, esperti, ricercatori, membri delle comunità locali e altre parti interessate del North Slope. Nel 2023 l'analisi condotta sul database globale della Lista Rossa IUCN[34] ha evidenziato una diminuzione del numero di specie a rischio con habitat nelle aree dei siti operativi. L'analisi viene realizzata solo per i siti e le concessioni in sovrapposizione con aree protette e KBA. Lo scostamento in negativo è dovuto principalmente al rilascio delle concessioni upstream in Pakistan, anche se si riscontra una leggera diminuzione ugualmente per le altre linee di business. L'analisi indica la possibile presenza di 50 specie in pericolo critico, 141 in pericolo e 269 specie vulnerabili in prossimità delle aree operative di Eni[35]. Le specie quasi minacciate e di minor preoccupazione sono invece rispettivamente 317 e 4.039. Si segnala infine che risultano 294 specie catalogate come "data deficient", per cui le informazioni a livello globale sono inadeguate per una valutazione diretta o indiretta del rischio di estinzione. Le specie carenti di dati sono attenzionate da Eni alla stregua delle categorie intermediarie di rischio perché hanno alte probabilità di essere specie in pericolo di estinzione, vista la mancanza di dati adeguati alla valutazione del rischio di estinzione.

(32) World Heritage Site.
(33) Nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta, né sono identificati impatti significativi a minaccia dell'Outstanding Universal Value del sito (definizione UNESCO).
(34) La Lista Rossa IUCN è un indicatore per misurare lo stato della biodiversità, in quanto riflette la resilienza o la vulnerabilità degli habitat contribuendo ad indicare le priorità d'intervento e le azioni necessarie per la conservazione.
(35) L'analisi viene realizzata solo sulle concessioni upstream e nelle aree operative dei siti in sovrapposizione con aree protette e KBA.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
ACQUA					
Prelievi idrici totali[a]	(milioni di metri cubi)	**1.224**	1.141	1.408	1.665
di cui: acqua di mare		***1.089***	*1.037*	*1.283*	*1.533*
di cui: acqua dolce		***124***	*102*	*116*	*117*
di cui: prelevata da acque superficiali		***97***	*79*	*84*	*79*
di cui: prelevata da sottosuolo		***14***	*11*	*17*	*20*
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		***5***	*4*	*6*	*6*
di cui: acqua da TAF[b] utilizzata nel ciclo produttivo		***4***	*4*	*5*	*5*
di cui: risorse idriche di terze parti[c]		***4***	*4*	*4*	*7*
di cui: prelevata da altri stream		***0***	*0*	*0*	*0*
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		***11***	*2*	*10*	*15*
Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico		**25,3**	20,8	26,0	25,2
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	**90**	91	90	91
Totale acqua di produzione estratta (upstream)[d]	(milioni di metri cubi)	**46**	20	44	58
Acqua di produzione reiniettata	(%)	**60**	42	59	58
Scarico idrico totale[e]	(milioni di metri cubi)	**1.118**	1.099	1.292	1.540
di cui: in mare		***1.028***	*1.017*	*1.215*	*1.456*
di cui: in acque superficiali		***72***	*72*	*62*	*70*
di cui: in rete fognaria		***11***	*8*	*12*	*11*
di cui: ceduto a terzi[f]		***7***	*3*	*3*	*3*
Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico		**25,2**	19,3	18,8	19
Consumi idrici totali:		**128**	60,2	136	128
di cui: in aree a stress idrico		**29,9**	17,2	36,5	34,3
OIL SPILL					
Oil spill operativi					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**33**	16	36	36
di cui: upstream		***26***	*9*	*28*	*30*
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**7.728**	7.625	886	1.355
di cui: upstream		***143***	*40*	*845*	*436*
Oil spill da sabotaggi (compresi furti)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	**373**	373	244	125
di cui: upstream		***372***	*372*	*244*	*125*
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	**5.094**	5.094	5.253	3.053
di cui: upstream		***5.092***	*5.092*	*5.253*	*3.053*
Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile)		**5.092**	5.092	5.253	3.053
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	**16**	16	13	20
Volumi di chemical spill	(barili)	**2.260**	2.260	47	68
RIFIUTI					
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	**3,4**	1,6	2,7	2,1
di cui: pericolosi		***2,1***	*0,5*	*1,1*	*0,5*
di cui: non pericolosi		***1,3***	*1,1*	*1,7*	*1,6*
Rifiuti riciclati/recuperati		**0,5**	0,5	0,3	0,2
di cui: pericolosi		***0,2***	*0,2*	*0*	*0,0*
di cui: non pericolosi		***0,3***	*0,3*	*0,3*	*0,2*
Rifiuti destinati a smaltimento		**2,8**	1,0	2,4	1,9
di cui: pericolosi		***1,9***	*0,3*	*1*	*0,4*
di cui: non pericolosi		***0,9***	*0,8*	*1,4*	*1,5*
EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA					
Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO_2eq)	**44,8**	22,5	48,8	48,8
Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq)	**16,7**	3,1	17,9	18,5
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	**22,1**	9,6	23,1	24
Emissioni di PM (Particulate Matter)		**1,4**	0,6	1,4	1,4

(a) Nel 2023 (con rettifica della serie storica) è stata modificata la metodologia di rendicontazione dei prelievi di acqua dolce per epurarli della quota di acqua prelevata e ceduta a terzi senza essere utilizzata nei cicli produttivi.
(b) TAF: Trattamento acque di falda.
(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.
(d) Si segnala che nel 2023 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 27,3 Mm^3. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari 15,4 Mm^3.
(e) Del totale degli scarichi idrici nel 2023 il 10% circa è acqua dolce.
(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE O ADIACENTI A SITI E CONCESSIONI APPARTENENTI A SOCIETÀ OPERATE[a]

		Analisi svolta sui siti operativi del downstream di Eni, Versalis, Enipower e Eni Plenitude		Analisi svolta sulle concessioni Upstream
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km)[b]	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
		2023	2023	2023
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		19	49	11
IUCN[c]		6	26	1
Ramsar[d]		0	3	2
Altre Aree Protette		2	8	12
KBA		15	19	8

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e stabilimenti del downstream di Eni, anch'essi appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni upstream al 30 giugno dell'anno di riferimento.
(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.
(c) Le aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.
(d) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

DIRITTI UMANI



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si aspetta che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è stato rafforzato nel 2023 con l'adozione della **Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni"**, che sostituisce la precedente Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. L'obiettivo della nuova Policy è delineare un modello unico e trasversale per assicurare il rispetto dei Diritti Umani nel disegno di tutti i processi normativi aziendali, anche in considerazione delle evoluzioni normative in corso sul tema, capitalizzando in un unico documento l'importante patrimonio normativo interno elaborato da Eni nel corso degli anni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)[36] e dalle Linee Guida OCSE destinate alle imprese Multinazionali[37]. Con l'obiettivo di assicurare trasparenza e informazione rispetto alle proprie attività, a partire dal 2019 viene pubblicato un report tematico, Eni for Human Rights[38], in cui viene fornita una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati.

Il CdA di Eni, oltre ad essere stato coinvolto nel processo di approvazione della nuova Policy, ha preso parte ad una sessione di approfondimento sullo scenario e le sfide internazionali sul tema dei diritti umani e imprese tenuta dall'International Human Rights and Business. Tale sessione si è tenuta in occasione dell'incontro annuale con il CSS, in cui ai Consiglieri vengono presentati i principali aggiornamenti apportati al sistema di gestione dei diritti umani e le attività condotte nell'anno. Il CSS e CdA sono anche coinvolti annualmente nell'approvazione dello Slavery and Human Trafficking Statement, redatto in ottemperanza della normativa britannica e australiana in materia di "modern slavery". Eni, nel 2023, ha inoltre proseguito nell'attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i livelli manageriali, inclusi i diretti riporti dell'AD. È stata inoltre promossa internamente e nei confronti dei fornitori di Eni la fruizione di un corso, elaborato con IPIECA, per sensibilizzare contrattisti e appaltatori sull'adozione di condizioni di lavoro responsabili, facilitare la comprensione dei diritti dei lavoratori impiegati e identificare, gestire e mitigare i rischi di mancato rispetto di tali diritti. L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui Eni opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, rag-

(36) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).
(37) OECD Guidelines for Multinational Enterprises.
(38) https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2022/eni-for-2022-human-rights-eng.pdf.

gruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security. A partire dal 2020 è stato introdotto un modello risk-based di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro** finalizzato a segmentare le società Eni in base a parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e legati al processo di gestione delle risorse umane (tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro, la libertà di associazione e contrattazione collettiva). Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio, o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Nel corso del 2023 è stata approfondita l'applicazione del modello nelle società controllate della Direzione Energy Evolution svolta nel 2022 ed è stato effettuato un follow-up nelle società del business upstream interessate dall'applicazione del modello nel 2021. È stato inoltre divulgato a tutte le società di Eni un set di azioni standard di mitigazione derivante dall'applicazione di tale modello risk-based di valutazione del presidio dei diritti umani sul posto di lavoro. Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti** derivanti dalla realizzazione di progetti industriali. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based, aggiornato nel 2021, che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio sui diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel corso del 2023 sono stati finalizzati gli approfondimenti HRIA, avviati nel 2022, in Kenya e in Congo[39], focalizzati sullo sviluppo di filiere per la produzione di oli vegetali, cd. agrifeedstock, destinati alla produzione di biocarburanti. È stato inoltre condotto un assessment di follow-up per verificare l'implementazione del piano d'azione triennale relativo allo studio HRIA condotto in Messico nel 2019 ed è stato finalizzato il piano di azione riferito al Mozambico. Sono inoltre proseguite le attività di implementazione dei piani di azione in essere ed il relativo monitoraggio. I report dei principali studi HRIA ed i relativi piani di azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni[40]. In alcuni Paesi, quali l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste Policy, riferita alle popolazioni indigene in Alaska[41] interessate dalle attività di business svolte dalla società controllata Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021. Nel corso dell'anno non sono stati accertati episodi di violazione dei diritti di tali popolazioni[42]. Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, tutelato attraverso un processo di procurement che prevede l'adozione di un modello di valutazione dedicato ai diritti umani, nonché di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo "Fornitori" pagg. 190-191). Per sancire e rafforzare l'impegno sui valori fondamentali e in particolare sul rispetto dei diritti umani, le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere il "Codice di Condotta Fornitori", un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement (dalla candidatura alla qualifica, ai procedimenti di acquisto fino alla fase di esecuzione) sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani. La valutazione e il presidio sul rispetto dei diritti umani trovano applicazione nei processi di procurement attraverso un modello risk-based che consente di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio basato sul contesto Paese e sulle attività[43] svolte. Al fine di rafforzare il presidio sul tema, ed in particolare sui rischi legati al lavoro forzato/obbligato e al diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva, nel 2023 l'applicazione del modello risk-based è stata estesa ad ulteriori 6 società estere, per un totale di 30, e ha consentito l'individuazione di Nigeria, Iraq e Libia come Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio. Oltre alle attività di due diligence, valutazione di gara, feedback d'esecuzione e aggiornamenti con questionari dedicati, il modello risk-based prevede lo svolgimento sui fornitori di verifiche atte a monitorare, in coerenza con gli standard internazionali SA8000, il presidio dei diritti umani: nel 2023 sono state effettuate 450 verifiche approfondite, documentali ed in campo, su fornitori diretti ed indiretti, con un incremento del 30% rispetto alle verifiche condotte nel 2022, che hanno portato nel 29% dei casi all'assegnazione di piani di miglioramento alle società coinvolte. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani sono stati inoltre organizzati dei programmi di formazione da remoto e workshop dedicati ai colleghi che si occupano della gestione dei fornitori delle società estere ed è stato reso disponibile l'accesso gratuito ai colleghi che si occupano di acquisti delle società estere ed ai loro fornitori al corso "IPIECA: Online Labour Rights training". Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispettiva-

(39) https://www.eni.com/it-IT/azioni/fonti-energetiche/bioenergie.html.
(40) https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/persone-comunita/diritti-umani.html.
(41) https://www.eni.com/assets/documents/Alaska_Indigenous__Peoples_Policy_Febbraio_2022.pdf.
(42) L'analisi dei grievance presentati attraverso i grievance mechanism adottati nei Paesi menzionati non ha evidenziato criticità su tematiche riconducibili ai diritti umani.
(43) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE. Sono state classificate come attività ad alto rischio sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili.

mente, nel "Slavery and Human Trafficking Statement"[44] e nella Posizione sui "Conflict minerals"[45]. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di "conflict minerals" (tantalio, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati. Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy companies nella tutela e promozione degli Human Rights. Eni, "Full Member" della Voluntary Principles Initiative (VPI) dal 2022, ha svolto nel 2023 una serie di azioni volte a confermare il proprio impegno e ad incrementare il livello di sensibilità e consapevolezza verso i diritti umani. A tal proposito, lo strumento del **Conflict Analysis Tool**, proposto ed elaborato dalla VPI nel 2022 con l'obiettivo di analizzare le cause dei conflitti di una determinata area/Paese, ha trovato applicazione nel 2023 in Mozambico attraverso lo svolgimento di interviste a livello locale per analizzate le cause del conflitto nel Paese, nonché l'elaborazione di un piano d'azione che contiene le relative azioni di mitigazione. Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance sui diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse. Tali clausole, che possono essere integrate ed adattate alla casistica in esame, sono suddivise per tipologia di controparte e casistica contrattuale: (i) light (riferita principalmente agli accordi preliminari e con controparti pubbliche); (ii) medium (riferita ai contratti di comodato, ai contratti di consulenza ed ai contratti di fornitura attivi); (iii) elaborate (riferita ai contratti di fornitura passivi od operazioni complesse quali M&A).

Metriche e commenti alle performance

A seguito della conclusione nel 2022 della campagna di formazione per dirigenti e quadri (Italia ed estero) sui diritti umani, nel 2023 sono stati resi disponibili a tutti i dipendenti i tre corsi specifici ("Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities" e "Human rights in the Supply Chain"), insieme agli altri percorsi già offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. Nel 2023 sono proseguite le attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro, estese anche alle realtà operative (stabilimenti e Distretti).

Nel corso del 2023, la percentuale del personale della famiglia professionale Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 90%; tale percentuale riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla famiglia professionale anno su anno. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 13 al 15 novembre 2023 a Basra, Iraq, si è tenuto il Workshop Security & Human Rights, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel security management e tutela dei Diritti Umani in ambito internazionale, con più di 300 partecipanti, (170 appartenenti alle forze armate ed alle forze di sicurezza), tra cui l'Ambasciatore Italiano in Iraq, parlamentari dello stato federale iracheno, il Governatore della regione, tutti i vertici militari del sud dell'Iraq e del Ministero dell'Interno, e di ulteriori personalità di organismi locali ed internazionali. Tale Workshop ha rappresentato la 22ma edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2023 è stata completata l'istruttoria su 80 fascicoli[46], di cui 46 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 8 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del Codice Etico e della "Zero Tolerance" Policy e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 13 fascicoli, in 9 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

(44) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.
(45) In adempimento alla normativa della US SEC.
(46) Il fascicolo di segnalazione è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla segnalazione (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale è riportata la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati. In particolare, Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (aggiornata da ultimo nel marzo 2024) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. whistleblowing) ricevute da Eni SpA e dalle società Controllate aventi ad oggetto presunti comportamenti riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si sono verificati o che molto verosimilmente potrebbero verificarsi – in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, MSG Anticorruzione, etc). La normativa (pubblicata sul sito internet della Società) definisce le modalità operative di gestione delle segnalazioni e le attività di reporting al Collegio Sindacale (che, in qualità di Audit Committee ai fini della normativa SOA esamina tutti i fascicoli di segnalazioni), all'Organismo di Vigilanza e, per le segnalazioni di competenza di ciascuna Società Controllata, ai rispettivi Organi di Controllo, ove presenti.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
Ore dedicate a formazione sui diritti umani[a]	(numero)	**1.182**	14.245	22.983
In classe		**0**	152	0
A distanza		**1.182**	14.093	22.983
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[b]	(%)	**77**	89	94
Forze di Sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[c]	(numero)	**170**	409	88
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani[d]	(%)	**90**	93	90
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		**100**	97	98
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni)[e] afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno:	(numero)	**46 (62)**	45 (62)	30 (40)
Asserzioni fondate		**8**	12	2
Asserzioni parzialmente fondate		**0**	0	3
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		**0**	0	7
Asserzioni non fondate/ non accertabili[f]/not applicable[g]		**54**	50	28
Inerenti episodi di discriminazione[h]		**6**	3	

(a) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti.
(b) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.
(c) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.
(d) Si tratta di un valore percentuale cumulato.
(e) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").
(f) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.
(g) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.
(h) Degli asseriti episodi di discriminazione, 1 asserzione presenta elementi a conferma di quanto segnalato.

FORNITORI



La strategia di Procurement Sostenibile di Eni, si basa sulla condivisione di valori, impegni ed obiettivi con la propria supply chain e si declina su tre pilastri: approccio sistemico e inclusivo, pervasività ESG nel processo di procurement, sviluppo e valorizzazione di best practice. L'approccio sistemico e inclusivo punta a coinvolgere ogni livello della catena di fornitura in un percorso di miglioramento e sviluppo sostenibile, condividendo obiettivi comuni e adottando un modello diversificato in funzione della maturità ESG delle imprese. Eni, infatti, mette a disposizione degli strumenti specifici per lo sviluppo sostenibile delle piccole e medie imprese e chiede ai grandi player di assumere un ruolo guida nel processo di trasformazione a supporto delle filiere. Per favorire la convergenza verso modelli sostenibili lungo l'intera catena del valore, Eni, inoltre, promuove iniziative multi-stakeholder come ad esempio Open-es, avviata da Eni con Boston Consulting Group e Google Cloud nel 2021. Questa iniziativa di sistema unisce il mondo industriale, finanziario e associativo per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni ESG con l'obiettivo di creare valore e benefici per l'intero tessuto imprenditoriale. Grazie all'approccio aperto ed inclusivo hanno aderito a Open-es oltre 20 partner tra cui grandi realtà industriali, istituti finanziari e associazioni, e si sono registrate oltre 15.000 imprese, di cui circa 6.000 appartenenti alla filiera Eni (italiana ed estera). La **pervasività ESG nel processo di procurement** è rappresentata dall'integrazione dei principi di tutela ambientale, crescita sociale e sviluppo economico in ogni sua fase. Con questo approccio, Eni si è dotata del "Sustainable Supply Chain Framework", un meccanismo di governance che unisce obiettivi aziendali, requisiti legislativi, target e piani d'azione specifici che vanno ad incidere sul processo di procurement e più in generale sulla supply chain. Tale framework si concretizza in un presidio trasversale alle varie dimensioni di sostenibilità e con focus su tematiche ESG prioritarie periodicamente individuate sulla base del piano strategico aziendale e dell'evoluzione del quadro normativo. In particolare, il presidio trasversale prevede: (i) sottoscrizione da parte dei fornitori del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; (ii) periodici aggiornamenti di qualifica e due diligence per verificarne il posizionamento ESG, l'affidabilità etico-reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e l'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cyber security e tutela dei diritti umani e minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; (iii) raccolta e monitoraggio di dati e informazioni ESG attraverso la piattaforma Open-es; (iv) logiche di assegnazione dei contratti sulla base anche delle caratteristiche ESG[47] rilevanti per l'oggetto contrattuale; (v) monitoraggio periodico del rispetto degli impegni assunti e del comportamento del fornitore attraverso la gestione di feedback di performance; (vi) implementazione di azioni di miglioramento sul fornitore, qualora emergano criticità in qualsiasi fase della relazione, e limitazione/inibizione alla partecipazione a gare, qualora non risultino soddisfatti dal fornitore gli standard minimi di accettabilità previsti. In aggiunta al presidio trasversale, nel 2023 in relazione ad alcune dimensioni ESG prioritarie per Eni SpA (come cambiamento climatico, governance di filiera, diritti umani, dignità e uguaglianza, cybersecurity e safety) sono state svolte verifiche e approfondimenti sugli ESG Relevant Player[48] e sono stati introdotti specifici criteri minimi per la valutazione delle offerte, oltre a clausole standard dedicate nei contratti. Lo **sviluppo e la valorizzazione di best practice** consistono nel supportare i fornitori nell'adempimento delle diverse richieste in ambito ESG, fornendo strumenti a supporto del loro percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività del loro business; tali iniziative consistono in strumenti di: (i) Misurazione e miglioramento. Grazie alla piattaforma Open-es, attraverso un percorso basato su metriche standard e allineate all'evoluzione del contesto normativo, è possibile per le imprese misurare il proprio grado di maturità ESG, confrontarsi con benchmark di settore, accedere a piani di sviluppo personalizzati e a soluzioni offerte da selezionate realtà specializzate in ambito ESG. Periodicamente sono realizzati degli eventi gratuiti per accrescere le conoscenze di sostenibilità delle imprese partecipanti oltre a programmi formativi come il campus dedicato alle PMI avviato nel 2023, in collaborazione con KPMG, focalizzato sulla gestione della sostenibilità aziendale; (ii) Supporto finanziario. Eni promuove e accompagna la propria filiera con il programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", e attraverso l'iniziativa "Sustainable Supply Chain Finance", avviata nel 2023, che consente ai propri fornitori di richiedere il pagamento anticipato delle fatture senza impatti sulle linee di credito, per incentivare il miglioramento del profilo ESG dell'impresa grazie alla sinergia con la piattaforma Open-es. Eni inoltre offre ai propri fornitori prodotti e servizi a condizioni favorevoli, come ad esempio soluzioni per l'efficienza energetica e l'utilizzo del biocarburante HVOlution nei trasporti; (iii) Valorizzazione. Eni riconosce le eccellenze con l'HSE & Sustainability Supply Chain Award, un'occasione per condividere con i propri fornitori best practices in ambito ESG e premiare le imprese che si sono distinte per le loro performance e per progetti innovativi. Inoltre, nel corso del 2023, Eni ha avviato il programma di supplier diversity "Inclusion Development Partnership" con la finalità di creare un parco fornitori più inclusivo e diversificato ed aumentare la partecipazione ai procedimenti di acquisto delle imprese di proprietà di individui provenienti da gruppi sottorappresentati.

(47) Nei procedimenti sono presenti meccanismi premianti correlati sia ad aspetti ambientali (come l'efficienza energetica o l'utilizzo di fonti rinnovabili) che ad aspetti sociali (come la parità di genere o il mantenimento dei livelli occupazionali).
(48) Per ciascun tema ESG prioritario sono stati individuati cluster di fornitori rilevanti in considerazione del rischio elevato associato agli ambiti merceologici in cui operano per Eni.

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2023, 6.471 fornitori[49] sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). I valori del 2023 sono riconducibili ad una complessiva riduzione del numero dei fornitori movimentati rispetto al 2022. L'8% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 499) sono interessati da potenziali criticità soggette ad azioni di miglioramento e per 40 di questi (lo 0,6% dei fornitori oggetto di verifica), sono stati interrotti i rapporti per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2023	2022	2021
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	**6.471**	6.622	6.318
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		***499***	*659*	*487*
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		***40[a]***	*54*	*34*
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali[b]	(%)	**100**	100	100

(a) Nel 2023 non si segnalano interruzioni di rapporti con fornitori per violazioni legate alla corruzione.
(b) La valutazione viene svolta sulla base di informazioni disponibili da fonti aperte e/o dichiarate dal fornitore e/o indicatori di performance e/o da audit in campo, attraverso almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA8000 o certificazione similare).

TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE

I 10 principi di UN Global Compact, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, condiviso con tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. Dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione**, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue società controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione[50] e da strumenti normativi di dettaglio per la disciplina delle specifiche attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA[51], gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni, mentre le società in cui è detenuta una partecipazione non di controllo sono incoraggiate a rispettare gli standard definiti nella normativa interna sul tema, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni è in continuo aggiornamento, anche in ottica di miglioramento continuo. In tale contesto Eni SpA, a gennaio 2017 è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems" e, a gennaio 2024, è stata tra le prime realtà italiane a ottenere la certificazione ISO 37301:2021 del proprio Sistema di Gestione della Compliance[52]. Per il mantenimento di tali certificazioni Eni SpA è soggetta a sorveglianza periodica annuale e al riesame completo dei propri Sistemi di Compliance con periodicità triennale. Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica tra l'altro nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (cd. "due diligence"), nella gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e nella definizione di misure di mitigazione, inclusa la formulazione di presidi contrattuali di compliance. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole di Business Integrity (condotta etica, responsabilità amministrativa di impresa, anti-corruzione e anti-riciclaggio) che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel Codice Etico, nel Modello 231 e nella MSG Anti-Corruzione di Eni. Nel processo di **qualifica dei potenziali fornitori** (si veda sezione Fornitori) ne viene valutato il profilo etico-reputazionale nonché, per i casi a maggior rischio corruzione, l'adozione da parte degli stessi di un Compliance Program Anti-Corruzione. È prevista in ogni caso la definizione nei relativi contratti di clausole di Business Integrity che includono rimedi contrattuali in caso di violazione degli obblighi di compliance anti-corruzione e, nei casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Inoltre, anche il subcontractor è sottoposto a controlli preventivi per verificarne l'affidabilità sotto il profilo etico-reputazionale e deve operare esclusivamente sulla base di un contratto scritto, che contenga impegni relativi alla compliance equivalenti a quelli previsti per il fornitore principale.

(49) Include anche tutti i nuovi fornitori.
(50) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata: (i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito www.eni.com.
(51) In alternativa, con delibera dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.
(52) Anti-bribery, Antitrust, Privacy, Consumer Protection Regulations, Sanzioni Economiche e Finanziarie, Parti Correlate, Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti), Condotte di mercato e regolamentazioni finanziarie, Sistema di Controllo Interno sulla Informativa Finanziaria, Fiscale, Salute, Sicurezza, Ambiente, Antimafia, Anti-Money Laundering per attività non finanziarie.

Eni ha, inoltre, definito e attuato uno strutturato processo di **Compliance risk assessment e monitoring** volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti normativi anti-corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con terze parti a rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, intermediari, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.); (ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corruzione secondo un approccio risk-based. Nel 2023 i primi hanno riguardato l'ambito anti-corruzione nel suo complesso e le attività a rischio "Vendita di beni e servizi", estendendo alcune delle valutazioni effettuate a determinate casistiche di acquisti di beni da parte di Eni, "Iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni" nonché la rivalutazione della metodologia di identificazione dei fornitori a maggior rischio corruzione e riciclaggio. I secondi si sono focalizzati sulle attività a rischio "Joint Venture", "Iniziative non profit", "Sponsorizzazioni", "Clienti e vendite". Gli esiti di entrambe le attività hanno confermato il livello di rischio atteso, l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere e l'efficacia del modello di compliance adottato.

Eni realizza altresì un **programma di formazione anti-corruzione** rivolto a tutti i propri dipendenti, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula articolati in workshop generali e job specific training. Al fine di individuare correttamente il personale da formare, la popolazione di Eni è stata segmentata in funzione del rischio corruzione associato ad alcuni parametri come ad esempio il Paese, la qualifica e la famiglia professionale. Inoltre, per definire l'opportuna periodicità dei programmi formativi, è stata definita una metodologia di risk assessment basata su elementi specifici delle singole società controllate di Eni. Nel 2023, è proseguita l'erogazione del corso online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutta Eni, in Italia e all'estero, ed è stata avviata l'erogazione del nuovo e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio. Si segnala che nel 2023 sono stati svolti interventi in materia anti-corruzione anche nell'ambito: (i) del percorso formativo dedicato ai Managing Director delle società Eni in Italia e all'estero e ai manager della direzione generale Natural Resources con prospettive di assumere posizioni di management internazionale, anche attraverso lo svolgimento di role playing e discussione di casi complessi; (ii) dei webinar rivolti ai gestori dei contratti con fornitori ad alto rischio ed alle unità approvvigionanti del procurement Eni; (iii) del seminario "Gestione delle relazioni con le Autorità", rivolto agli HSE manager in Italia e agli altri ruoli a supporto, che si interfacciano con le pubbliche autorità, con specifico riferimento agli adempimenti anti-corruzione in materia di rapporti con Soggetti Rilevanti. Nel corso del 2023 Eni: (i) ha proseguito l'attività di formazione anti-corruzione dedicata alle proprie terze parti attraverso la registrazione ed erogazione di un webinar anti-corruzione rivolto ai fornitori ad alto rischio con contratti in corso con Eni[53]; (ii) ha continuato l'attività di informazione e aggiornamento periodico sui temi anti-corruzione attraverso l'elaborazione dei contenuti delle "Compliance flash"[54] inviate periodicamente al top management della Società. Infine, è stato introdotto un programma di formazione agile sui temi anti-corruzione articolato in: (i) compliance tips, brevi video con esempi di comportamenti da adottare in situazioni scomode; (ii) un gameplay in cui viene simulata una giornata lavorativa nella quale fronteggiare sedici dilemmi nelle attività a rischio. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione di Compliance Integrata verso il management e gli organi di controllo di Eni SpA. Nel corso del 2023 è stato portato all'attenzione del Consiglio, durante lo svolgimento del board induction, il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) che comprende l'insieme di strumenti, strutture organizzative, norme e regole aziendali volte a consentire una conduzione dell'impresa di Eni sana, corretta e coerente con gli obiettivi aziendali. L'esperienza di Eni matura anche attraverso la partecipazione a convegni, eventi e gruppi di lavoro internazionali quali il Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, l'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas). Eni ha partecipato attivamente alle attività del gruppo di lavoro dell'International Chamber

(53) Per i fornitori che risultano non aver completato il corso anti-corruzione è stata prevista una limitazione all'assegnazione di nuovi contratti da parte di Eni.
(54) Si tratta di brevi pillole informative tratte da fonti liberamente accessibili in merito a tematiche di integrity e, più in generale, di compliance (ivi inclusi eventuali temi anti-corruzione) che possano essere di interesse di Eni in relazione ai temi trattati o ambiti territoriali cui si riferiscono.

of Commerce (ICC) per l'aggiornamento delle **ICC Rules on Combating Corruption**, pubblicate a dicembre 2023. Nell'ambito del piano di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel marzo 2024, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla Direttiva (UE) 2019/1937 che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute da Eni SpA e dalle società controllate. Tale normativa consente a dipendenti e terzi di segnalare presunti comportamenti, riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni, che si sono verificati o che potrebbero verificarsi, in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le società controllate estere e normative interne (quali ad esempio la MSG Anticorruzione). Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e disponibili sul sito eni.com, tra cui un'apposita piattaforma, che i Segnalanti sono invitati ad utilizzare in via preferenziale, in quanto idonea a garantire con modalità informatiche la riservatezza dei dati ricevuti.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della Società[55], si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"[56] ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: (i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); (ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; (iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance) quali il regime di adempimento collaborativo in Italia. A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, nel 2023 Eni è stata nominata Alternate Member del Board di EITI, il principale organo decisionale dell'iniziativa. Il Board decide le priorità per l'organizzazione e valuta i progressi dei Paesi nel soddisfare lo standard EITI. L'iniziativa EITI prevede il rispetto di precise aspettative (expectation) da parte delle società aderenti all'iniziativa che, a partire dal 2021, sono diventate anche un framework di valutazione di tali società, per identificare buone pratiche e opportunità di miglioramento. Nel 2023, la valutazione svolta da EITI ha evidenziato come Eni soddisfi interamente 7 aspettative e, parzialmente, ulteriori 2 su un totale di 9. A livello locale, inoltre, Eni partecipa attivamente alle iniziative promosse da EITI, sia direttamente attraverso i Multi Stakeholder Group istituiti nei Paesi aderenti a EITI, sia indirettamente mediante associazioni di categoria. In conformità alla Legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo[57]. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI[58]. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2023 sono stati svolti 30 interventi di audit, in 16 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 13 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2022, an-

(55) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.
(56) Si veda: https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf.
(57) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report: https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/reports/2022/Country-by-Country-2022-ENG.pdf.
(58) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil & Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency).

che quest'anno i casi di corruzione accertati[59] relativi ad Eni SpA sono pari a 0 e, conseguentemente, non vi sono stati licenziamenti legati a questa casistica. Per i procedimenti in corso e per il totale dei casi significativi di non conformità a leggi e regolamenti (ivi inclusi comportamenti anticoncorrenziali e violazioni delle normative antitrust e pratiche monopolistiche) si veda la sezione "Contenziosi" a pagina 329. Nel corso dell'anno 2023 è iniziata l'erogazione, in lingua italiana, del nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio, che ha coinvolto 6.742 partecipanti e la cui erogazione proseguirà nel 2024 anche in lingua inglese e francese. Inoltre, è proseguita l'erogazione del corso "Codice Etico, anticorruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa", rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero. Inoltre, nel 2023 è proseguita la formazione sui temi anti-corruzione attraverso general workshop e job specific training secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Indonesia, Kazakhstan, Messico, Mozambico e Nigeria, le società controllate di Eni partecipano ai Multistakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Nel 2023, Eni ha generato un **valore economico** pari a circa €96 miliardi di cui sono stati distribuiti circa €90 miliardi, in particolare: 82% sono costi operativi, 7% pagamenti alla Pubblica Amministrazione, 7,5% pagamenti ai fornitori di capitale e 3,5% salari e stipendi per i dipendenti. Nel 2023, il Gruppo Eni ha ricevuto circa €286 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione. Tale ammontare include circa €140 milioni di crediti di imposta riconosciuti in Italia alle imprese energivore e gasivore istituiti per far fronte ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas naturale ed energia elettrica e circa €30 milioni relativi al contributo pubblico europeo erogato al settore Plenitude per lo sviluppo della rete di ricarica elettrica. Nel corso dell'anno, si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €7.413 milioni, l'ammontare relativo allo share buy-back e al pagamento dei dividendi è pari a €4.885 milioni e sono state pagate imposte per €6.283 milioni.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)	**30**	30	25	20
Workshop generale		**1.574**	1.524	1.346	1.284
Job specific training		**687**	635	523	702
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI		**9**	9	9	9

VALORE ECONOMICO

		2023	2022	2021
		Totale	Totale	Totale
Valore economico generato	(milioni di euro)	**95.594**	134.232	78.092
Valore economico distribuito[(a)]		**89.878**	120.451	66.138
di cui: costi operativi		***73.836***	*102.529*	*55.549*
di cui: salari e stipendi per i dipendenti		***3.136***	*3.015*	*2.888*
di cui: pagamenti ai fornitori di capitale		***6.623***	*6.419*	*3.975*
di cui: pagamenti alla Pubblica Amministrazione		***6.283***	*8.488*	*3.726*
Valore economico trattenuto		**5.716**	13.781	11.954

(a) Per la voce Valore economico distribuito relativo al Community Investment si rimanda alla sezione Principali indicatori di performance del capitolo Alleanze per lo sviluppo a pagg. 195-197.

(59) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale in cui vi sia stato l'accertamento nel merito di un fatto di corruzione.

ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Le Alleanze per lo sviluppo sostenibile, in coerenza con l'Agenda 2030, contribuiscono alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder e rappresentano l'impegno di Eni per una transizione energetica equa, che richiede un cambiamento culturale, oltre che sociale, economico e tecnologico. Tale approccio si inserisce nella strategia aziendale di decarbonizzazione e abbraccia tematiche come: la "Just Transition", che sempre di più considera l'impatto della trasformazione energetica sulle persone e il rispetto dei diritti umani, attraverso un modello di gestione responsabile dei principali processi aziendali oramai consolidato. L'approccio è integrato lungo tutto il ciclo di business attraverso l'analisi dei diritti umani e del contesto socio-economico, l'analisi d'impatto e delle misure di mitigazione, la valutazione del local content, la promozione dello sviluppo locale e dell'engagement con gli stakeholder. In particolare, i programmi di sviluppo locale promuovono un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità, in linea con i piani di sviluppo nazionali e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), anche a sostegno della creazione di opportunità di lavoro e del trasferimento di know-how e di competenze ai partner locali. Elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi comuni sono le alleanze per lo sviluppo sostenibile con tutti gli attori, dai privati al pubblico, alle organizzazioni internazionali, alle associazioni della società civile, agli istituti di ricerca, che consentono di mettere a fattore comune risorse e capitale umano per promuovere una crescita inclusiva. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, realizzata anche sulla base del global Multidimensional Poverty Index[60] (MPI), che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Questi strumenti permettono da un lato di promuovere lo sviluppo locale e dall'altro di ridurre eventuali impatti negativi (diretti e indiretti) delle nuove attività di sviluppo del business. A questo scopo, Eni, oltre ai requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale, produce sempre un Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA), che garantisce l'aderenza delle attività a riconosciuti standard internazionali e prevede azioni volte a evitare o minimizzare ad un livello ritenuto accettabile gli impatti socio-economici delle attività. Gli studi di impatto sono condivisi con le comunità locali[61] e, grazie ad una mappatura degli stakeholder locali interessati dalle attività, Eni informa organizzazioni della società civile e di tutela degli interessi delle minoranze in merito alla possibilità di contribuire alle valutazioni di impatto. Attraverso strumenti come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE)[62] Eni è in grado di quantificare i benefici diretti, indiretti e indotti generati nei contesti di operatività del business. Inoltre, vengono svolte delle analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere che, nel 2023, è risultata pari a circa il 31% dello speso totale. Tale dato è legato anche all'utilizzo di nuovi contratti per lo sviluppo di grandi progetti ad elevato contenuto tecnologico gestiti sul mercato da grandi realtà internazionali. A queste attività si aggiunge la definizione di specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme - LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Piani Nazionali di Sviluppo del settore Sanitario, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), che prevedono cinque linee di azione: (i) Progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali), alla tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua e ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al rafforzamento dei servizi e dei sistemi sanitari e, più in generale, al miglioramento dello stato di salute delle comunità, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili. I relativi progetti sono elaborati utilizzando la metodologia internazionale del Logical Framework Approach (LFA) e sono monitorati tramite l'adozione del sistema Monitoring Evaluation and Learning (MEL); (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni o dalle restrizioni all'uso di risorse collettive (incluse le aree marine) su

(60) Il Global Multidimensional Poverty Index, sviluppato nel 2010 dalla OPHI, Human Development Report Office di UNDP, è una misura internazionale della povertà acuta, che copre oltre 100 Paesi in via di sviluppo e che integra le tradizionali misure di povertà monetaria con altre tre dimensioni fondamentali: la salute, l'istruzione e gli standard di vita.
(61) Salvo se espressamente vietato dalla normativa locale stessa.
(62) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli impatti economici e occupazionali generati dalle attività di business di Eni nei contesti in cui opera.

cui insistono le attività di Eni per definire alternative o mitigarne eventuali effetti negativi, con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali; (iv) Stakeholder engagement: la capacità di relazionarsi con gli stakeholder, di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia e di facilitare il dialogo; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite Human Rights Impact Assessment o Human Rights Risk Analysis (si veda sezione Diritti Umani a pagg. 186-189), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite e promozione dei diritti umani mediante i progetti di sviluppo locale. A supporto dei Programmi per lo sviluppo locale si muovono le partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e, più in generale, della cooperazione allo sviluppo. Ne sono esempi le collaborazioni di Eni con agenzie delle Nazioni Unite, quali: United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per avviare il Centro di Ricerca sulle Energie Rinnovabili di Oyo in Congo; United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) in Messico per collaborare ad un Piano di Sicurezza Idrica del Sottobacino del Mezcalapa-Samaria per ridurre il rischio di disastri naturali e per favorire un turismo sostenibile nel Parco-Museo La Venta a Villahermosa come opportunità di diversificazione economica; International Organization for Migration (IOM) per promuovere l'occupazione giovanile nel sud della Libia attraverso attività di formazione professionale; Ethical Fashion Initiative, un programma dell'International Trade Centre (ITC) - agenzia congiunta delle Nazioni Unite e della World Trade Organization (WTO) – per la realizzazione di un centro di produzione tessile di qualità con il coinvolgimento di artigiani locali in Costa D'Avorio; organismi della società civile come ADPP, AVSI, Banco Alimentare e Oikos per progetti di sviluppo locale. Per quanto riguarda le iniziative legate alla tematica salute sono stati firmati accordi con Autorità sanitarie locali, come in Italia e in Messico. Sono stati inoltre firmati accordi di cooperazione con il IRCCS Policlinico San Donato per la realizzazione del centro formazione medica di Port Said in Egitto, con International Rescue Committee e Medici con l'Africa Cuamm in Costa d'Avorio per il rafforzamento dei servizi di assistenza sanitaria di base e con Operation Smile in Vietnam per gli interventi di cura della labiopalatoschisi nei bambini. Tra le collaborazioni con il settore privato nel 2023 è stata avviata la collaborazione tripartita tra Eni, l'Ong IRC e il Gruppo IVECO in Costa D'Avorio per l'erogazione di programmi di formazione professionale per giovani nei settori dell'energia e dell'automotive ed è continuata quella avviata nel 2022 con CNH Industrial e IVECO Group per la diversificazione economica, l'educazione e la formazione professionale partendo dalla Basilicata. Eni ha definito ed applica principi di indirizzo per la gestione dei "Grievance Mechanism" la cui responsabilità, a livello operativo, è posta in capo a tutte le società controllate e ai Distretti che analizzano e concordano la soluzione con i ricorrenti, che siano individui o comunità. Dal 2023 Eni sta estendendo l'applicazione di "Grievance Mechanism" anche ai nuovi business (es. Agri-feedstock). La conoscenza del contesto, anche culturale, permette infatti di avere adeguati canali di accesso e di applicare le più pertinenti modalità di dialogo e gestione dell'eventuale conflitto. In particolare, le società controllate possono condurre specifiche consultazioni delle comunità locali, soprattutto nei confronti delle popolazioni indigene e verso gruppi vulnerabili nei casi in cui il contesto e/o progetti pregressi facciano presumere un elevato numero di grievance, oppure nel caso in cui i propri progetti o attività prevedano la rilocalizzazione economica o fisica delle comunità. I grievance possono essere trasmessi attraverso canali on-line, tra cui indirizzo email dedicato e sito web istituzionale di società in loco, oppure fisicamente presso la sede amministrativa/operativa o tramite cassette di raccolta localizzate in aree interessate dal progetto di sviluppo locale. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS), strumento gestionale per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti. Il monitoraggio avviene sia a livello di società controllata che centrale, si estende dalla ricezione fino alla risoluzione dei grievance e permette di classificarli per tema e rilevanza, verificando la percentuale di quelli risolti sul totale dei ricevuti in un dato periodo. Il sistema consente inoltre di monitorare nel tempo le eventuali criticità degli stakeholder rilevanti e di adeguare conseguentemente la strategia di engagement a seconda delle evoluzioni intercorse. Altri ambiti di indagine riguardano la tempestività nella gestione dei grievance e l'analisi del trend relativo ai temi associati, per comprendere se vengono reiterati e la loro eventuale evoluzione verso un contenzioso. È possibile anche richiedere ai ricorrenti coinvolti un feedback sul livello di soddisfazione in relazione al funzionamento del processo, chiedendogli di segnalare eventuali aree di miglioramento. Ciò produce un rafforzamento dell'iter di gestione dei grievance, basato dal 2022 su una classificazione delle lamentele strutturata su tre livelli di rilevanza, che conduce a differenti e pertinenti flussi aziendali di definizione e approvazione della soluzione. Eni richiede inoltre ai propri fornitori, contrattisti e sub-contrattisti di rendere disponibile un proprio Grievance Mechanism a lavoratori e comunità con cui interagiscono a nome di Eni.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95 milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €51,6 milioni, di cui €48,1 milioni nell'area Sub-Sahariana, in Asia ca. €26,5 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture (in particolare edifici scolastici) e per la formazione professionale e in Italia €10,7 milioni. Complessivamente, in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €32,6 milioni, di cui €17,7 milioni in Asia, €12,6 milioni in Africa, €1,3 milioni in Italia e €1,0 milioni in America Centrale. Tra i principali progetti realizzati nel 2023 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'energia in Costa D'Avorio e Mozambico attraverso

la distribuzione di sistemi di cottura migliorati e relative campagne di sensibilizzazione; (ii) la diversificazione economica nel settore agricolo in Egitto, Nigeria e Mozambico, l'imprenditoria locale e giovanile in Costa D'Avorio, Ghana e Messico e lo sviluppo socio-economico nel settore ittico in Messico e Mozambico attraverso il supporto alla pesca sostenibile; (iii) l'accesso all'educazione e formazione a supporto dei programmi scolastici in Costa D'Avorio, Egitto, Ghana, Messico, attività di training e formazione professionale in Egitto e Mozambico, attività di ristrutturazione di edifici scolastici in Indonesia, Iraq e Messico, distribuzione di borse di studio per studenti di scuole secondarie e post secondarie in Nigeria; (iv) l'accesso all'acqua attraverso il miglioramento dei sistemi di approvvigionamento idrico a scopo domestico e agricolo in due comunità rurali in Egitto e una contea in Kenya; proseguono la fornitura di acqua potabile dell'impianto di Al-Burdjazia nell'area di Zubair e la costruzione dell'impianto di potabilizzazione Al-Buradeiah a Bassora; continuano le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja e Muara Jawa nel Kalimantan orientale in Indonesia; in Mozambico l'avvio di varie iniziative volte alla costruzione di infrastrutture e alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione su buone pratiche igieniche e sanitarie; (v) la tutela del territorio attraverso attività di sensibilizzazione e piantumazione delle mangrovie nel distretto di Mecufi in Mozambico volte alla protezione dell'ambiente circostante. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2023, Eni ha realizzato iniziative in 15 Paesi per un totale di spesa di €10,7 milioni, per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, come ad esempio in Angola, Libia e Costa d'Avorio, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, come ad esempio, in Iraq, Costa d'Avorio, Mozambico e Congo, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte, come ad esempio in Egitto, Ghana e Messico. Inoltre, in continuità con l'approccio adottato per l'emergenza da COVID-19 di supporto alle istituzioni e strutture sanitarie, anche nel 2023, Eni ha portato avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire al rafforzamento e alla resilienza delle strutture locali, come il completamento del reparto di terapia intensiva per l'Ospedale Vittorio Emanuele di Gela, la realizzazione del Pronto Soccorso Infettivologico per l'Ospedale Luigi Sacco di Milano (finalizzazione prevista per il 2024) e la progettazione del reparto ad alto bio-contenimento con laboratorio di analisi integrato presso l'Ospedale S. Matteo di Pavia. Nel 2023, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di Health Impact Assessment (HIA), di cui 6 studi integrati ESHIA. Infine, nel corso del 2023 sono stati ricevuti 139 grievance[63], di cui 67 (pari al 48%) sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management, sviluppo dell'educazione e diversificazione economica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale	*di cui società consolidate integralmente*	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	**95,0**	84,1	76,4	105,3
di cui: infrastrutture		***32,6***	*32,3*	*31,3*	*39,8*

(63) Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

TASSONOMIA EUROPEA

Il Regolamento 852 del giugno 2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" ha istituito un sistema di classificazione delle attività economiche basato su criteri di ecosostenibilità al fine di indirizzare gli investimenti produttivi. In base al regolamento della Tassonomia un'attività economica è considerata sostenibile ovvero "allineata" alla Tassonomia se rispetta le seguenti condizioni:

i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE (di cui all'art. 9 del regolamento);
ii) non arreca un danno significativo ad alcuno degli altri obiettivi tassonomici, principio del "do no significant harm" - DNSH;
iii) è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia (di cui all'art. 18 del regolamento) che sono procedure adottate dalle imprese per la responsabile conduzione del business;
iv) è conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria - TSC" stabiliti dalla Commissione Europea, che consentono di determinare se un'attività economica contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di un obiettivo nel rispetto del principio DNSH.

Gli obiettivi di sostenibilità (due relativi al clima, quattro all'ambiente) della Tassonomia sono:

a) la mitigazione dei cambiamenti climatici;
b) l'adattamento ai cambiamenti climatici;
c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
d) la transizione verso un'economia circolare;
e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

IDENTIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ AMMISSIBILI E ALLINEATE DI ENI

La Commissione in forza della delega conferita dal Regolamento ha emanato per ciascuno degli obiettivi della Tassonomia un allegato tecnico che identifica le attività economiche ammissibili in grado di contribuire potenzialmente all'obiettivo. Per ogni attività sono definiti i criteri di vaglio tecnico "TSC": le condizioni di performance che devono essere valutate per la verifica del contributo sostanziale e del rispetto del principio DNSH, affinché la singola attività possa essere classificata "allineata" alla Tassonomia.

Nella prima fase di applicazione della Tassonomia (relazioni finanziarie 2021 e 2022), la Commissione ha regolato solo gli obiettivi climatici: mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici nell'ambito del cosiddetto "Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato UE 2021/2139 comprendente due Annex) integrato successivamente dall'Atto Delegato Complementare (Regolamento UE 2022/1214) che norma le attività di produzione di energia elettrica da nucleare e gas.

Nel 2023 la Commissione ha emanato l'Atto Delegato sull'Ambiente (Regolamento Delegato UE 2023/2486 comprendente quattro Annex) con il quale ha individuato le attività ammissibili e i criteri di vaglio tecnico relativi ai quattro obiettivi ambientali. Inoltre, è stato aggiornato l'Atto Delegato sul Clima con la revisione dei TSC di alcune attività e l'introduzione di nuove attività ammissibili (quali ad es. la costruzione di aeroplani e il trasporto aereo di passeggeri).

Il regolamento delegato UE 2021/2178 relativo al reporting (v. paragrafo successivo) è stato emendato con la previsione che le imprese non finanziarie dichiarano nella relazione finanziaria 2023 solo la quota ammissibile dei KPI relativi alle attività ammissibili per il contributo sostanziale ai quattro obiettivi ambientali, introducendo in analogia a quanto previsto in occasione del primo anno di reporting degli obiettivi climatici, un regime semplificato per il "transition year". Tale semplificazione si applica anche alle nuove attività inserite nell'Atto Delegato sul Clima.

Eni ha valutato le attività economiche svolte dal Gruppo sulla base dei regolamenti delegati adottati dalla Commissione per identificare le attività ammissibili ai fini degli obiettivi di sostenibilità della Tassonomia. Relativamente agli obiettivi climatici, il Gruppo ha valutato le percentuali di allineamento delle attività alla Tassonomia attraverso il riscontro dei TSC relativi al contributo sostanziale al rispetto dei criteri DNSH. La verifica del contributo sostanziale è stata eseguita limitatamente all'obiettivo mitigazione del cambiamento climatico, poiché il Gruppo non svolge attività relative alla produzione di soluzioni di adattamento.

L'ampliamento delle attività economiche ammissibili ai fini degli obiettivi ambientali normati nel 2023 hanno modificato in misura marginale il perimetro di rendicontazione del Gruppo Eni, tenuto conto della clausola di lock-in (art 16 Reg. EU 852/2020) sulla non ammissibilità di attività economiche che conducono a una dipendenza da attivi non in linea con gli obiettivi ambientali del Green Deal EU (es. produzione di acque affinate). Inoltre alcune attività potrebbero diventare ammissibili per i nuovi obiettivi quando saranno sviluppate in modo significativo verso terzi (es. le bonifiche).

La verifica della clausola di salvaguardia di cui all'art. 3 lettera "c" è stata svolta a livello di Gruppo.

OBBLIGHI DI REPORTING

L'art. 8 della Tassonomia prevede che le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) forniscano all'interno della DNF tre

indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche allineate sul totale delle tre voci a livello di bilancio consolidato. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo. Nei successivi paragrafi sono presentate le informazioni previste da tale regolamento.

Informativa sulla Tassonomia in base all'Allegato I al REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/2178 DELLA COMMISSIONE che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando il contenuto e la presentazione delle informazioni che le imprese soggette all'articolo 19 bis o all'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE devono comunicare in merito alle attività economiche ecosostenibili e specificando la metodologia per conformarsi a tale obbligo di informativa.

Indicatori fondamentali di prestazione (KPI) delle imprese non finanziarie

TASSONOMIA EUROPEA: TABELLA DI SINTESI DEGLI INDICATORI FONDAMENTALI DI PRESTAZIONE (KPI) DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

GRUPPO ENI - ANNO 2023

	FATTURATO		SPESE IN CONTO CAPITALE		SPESE OPERATIVE	
	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA						
A.1. ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	**1.119**	**1,2%**	**2.012**	**14,7%**	**190**	**4,8%**
A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	5.147	5,5%	371	2,7%	368	9,2%
TOTALE A.1 + A.2	6.266	6,7%	2.383	17,4%	558	14,0%
B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA	87.451	93,3%	11.282	82,6%	3.421	86,0%
TOTALE A+B	**93.717**	**100,0%**	**13.665**	**100,0%**	**3.979**	**100,0%**

QUADRO RIEPILOGATIVO KPI TASSONOMIA 2023 CONFRONTO 2022

	Fatturato		Spese in conto capitale		Spese operative	
(mln €)	**2023**	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**192**	31	**606**	603	**86**	15
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**168**	79	**138**	906	**25**	28
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	**660**	667	**224**	97	**64**	24
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	**59**		**745**		**5**	
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	**35**	41	**2**	1	**8**	5
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO_2			**145**	78		
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio			**121**	60		
Altre	**5**	5	**31**	8	**2**	3
Totale allineato	**1.119**	**823**	**2.012**	**1.753**	**190**	**75**
Consolidato	**93.717**	**132.512**	**13.665**	**12.396**	**3.979**	**4.160**
KPI Tassonomia	***1,2%***	***0,6%***	***14,7%***	***14,1%***	***4,8%***	***1,8%***

1. Contenuto dei KPI che devono essere comunicati dalle imprese non finanziarie

1.1. Specifiche dei KPI

1.1.1. KPI relativo al fatturato

Nella redazione del bilancio consolidato il Gruppo Eni applica i principi internazionali d'informativa finanziaria (IFRS, International Financial Reporting Standards) adottati con regolamento (CE) n. 1126/2008.

In conformità a tali principi, il fatturato totale del Gruppo Eni e i fatturati attribuiti alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili (allineate) di Eni sono stati rilevati conformemente al principio contabile internazionale (IAS) n. 1, punto 82, lettera a).
La quota del 6,7% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma del fatturato relativo alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, al fatturato totale del Gruppo che coincide con la voce di bilancio "Ricavi della gestione caratteristica" del conto economico consolidato.
Di seguito la riconciliazione:

FATTURATO

(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Ricavi da contratti con la clientela (Ricavi della gestione caratteristica)	**1.119**	**5.147**	**93.717**

La quota del fatturato di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera a), del regolamento (UE) 2020/852 "KPI fatturato" è calcolata rapportando i ricavi netti ottenuti da prodotti o servizi associati ad attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore) ai ricavi consolidati del Gruppo (denominatore).

Il fatturato è relativo ai ricavi derivanti da contratti con la clientela e pertanto comprende gli effetti dei derivati su commodity attivati per ridurre l'esposizione del Gruppo alle oscillazioni dei prezzi delle materie prime energetiche per i quali è stata dimostrata l'efficacia della relazione di copertura tra lo strumento e il sottostante "cash flow hedges", per cui alla consegna del prodotto (energia elettrica o altra materia prima energetica) è contabilizzato il prezzo della transazione al netto degli effetti di hedging.

Gli altri derivati su commodity utilizzati dal Gruppo per la gestione complessiva dei rischi prezzo delle commodity energetiche, privi del requisito della own use exemption o per i quali si è reputato di non attivare la relazione di copertura, sono rilevati a conto economico (mark-to-market) in una voce separata dal fatturato. In tale voce sono compresi anche gli effetti inefficaci ai fini della copertura dei cash flow hedge. Il mark-to-market dei derivati CFH è rilevato nelle riserve di patrimonio netto.

1.1.2. KPI relativo alle spese in conto capitale (CapEx)

Le spese in conto capitale sostenute dal Gruppo Eni e le spese in conto capitale "CapEx" attribuite alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili di Eni comprendono i costi contabilizzati sulla base di:

a) IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) e iii);
b) IAS 38 "Attività immateriali", punto 118, lettera e), sottopunto i);
c) IFRS 16 "Leasing", punto 53, lettera h).

I CapEx comprendono anche gli incrementi degli attivi materiali e immateriali derivanti da aggregazioni aziendali. Il Gruppo Eni non è presente in attività economiche che prevedono l'applicazione dei principi IAS 40 e IAS 41.

La quota del 17,4% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese in conto capitale relative alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese in conto capitale totali del Gruppo che corrispondono agli incrementi rilevati nell'esercizio delle voci dell'attivo "Immobili, Impianti e Macchinari", "Attività Immateriali" e "Diritto di utilizzo beni in leasing", compresi quelli derivanti da business combination, di cui è data informativa nelle note n. 12, 13 e 14 al bilancio consolidato. I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (operazioni di reverse factoring) sono stati rilevati nell'ambito degli incrementi di immobili, impianti e macchinari sia nel denominatore sia nel numeratore, ove applicabile, ai fini del calcolo del CapEx KPI.

SPESE IN CONTO CAPITALE

(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Incrementi att. Materiali&Immateriali	754	330	**9.215**
Goodwill acquisito			**25**
Incrementi Diritto di utilizzo beni in leasing	16	10	**1.584**
Aquisizioni/Variazione area di consolidamento	1.157	31	**1.842**
Altri incrementi	85		**1.024**
A dedurre			
Goodwill acquisito			**(25)**
Totale Spese c/capitale	**2.012**	**371**	**13.665**

La quota delle spese in conto capitale di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del Regolamento (UE) 2020/852 è calcolato come il numeratore definito al punto 1.1.2.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.2.1 dello stesso allegato.

1.1.3. KPI relativo alle spese operative (OpEx)

La quota del 14,0% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese operative delle attività ammissibili e delle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese operative totali del Gruppo. Di seguito la riconciliazione:

OPEX (mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Costi di R&D spesati a conto economico	4	39	166
Spese operative	186	329	3.813
Totale spese operative	**190**	**368**	**3.979**

La quota delle spese operative di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 "OpEx KPI" è calcolata come il numeratore definito al punto 1.1.3.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.3.1 dello stesso allegato.

1.2. Specifiche dell'informativa a corredo dei KPI delle imprese non finanziarie

1.2.1. Principi contabili

I dati di fatturato, di spese operative e di spese in conto capitale relativi alle attività Eni ammissibili e alle attività Eni allineate alla Tassonomia per il calcolo degli indicatori fondamentali di prestazione (KPI) e delle quote sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società consolidate del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, ecc.).

Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo dei KPI relativi alle attività allineate alla Tassonomia e delle quote relative alle attività ammissibili alla Tassonomia sono gli stessi dati utilizzati nella preparazione del bilancio consolidato del Gruppo Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing e operazioni di reverse factoring, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo un'attività allineata o ammissibile (mono-business), mentre per le società pluri-business si è reso necessario attribuire le voci di contabilità generale alle diverse attività economiche, utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale e li attribuisce a più oggetti di reporting: centri di profitto di norma corrispondenti a unità di business, linee di prodotto che possono avere costi comuni, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento, in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati, di calcolo di convenienza economica e di controllo dei costi. Questa strutturazione dei flussi amministrativi funzionale alla preparazione del bilancio assicura che i ricavi, le spese in conto capitale e le spese operative siano attribuite a una sola attività economica, evitando doppi conteggi, considerato che le rilevazioni di contabilità analitica

sono portate in quadratura con il bilancio civilistico, nonché che i costi comuni siano attribuiti alle diverse attività economiche sulla base di criteri di ripartizione che riflettono il fattore critico di assorbimento della capacità.

I costi operativi attribuiti alle attività Eni allineate alla Tassonomia e alle attività Eni ammissibili alla Tassonomia sono stati determinati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti, prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita:

- costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili di proprietà, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni delle emissioni climalteranti;
- i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- i costi fissi della fase commerciale;
- i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, finanza, amministrazione, societaria).

Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quali voci che rappresentano le spese operative delle attività economiche. Tali voci su base consolidata rappresentano il denominatore al quale rapportare le spese operative delle attività allineate alla Tassonomia per la determinazione del KPI OpEx. In linea con le disposizioni del Regolamento, le spese operative per l'acquisto di prodotti abilitanti o relative a singole misure che consentono alle attività obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto sono state riconosciute dalle attività economiche di Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli opex e i capex sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di carbonio degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi.

1.2.2. Valutazione della conformità al regolamento (UE) 2020/852

1.2.2.1. Informazioni sulla valutazione della conformità al Regolamento (UE) 2020/852

Le attività ammissibili di Eni ai fini dell'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici sono:

3.14 produzione di prodotti chimici organici di base: produzione di monomeri e altri prodotti chimici di base;

3.17 produzione di plastiche in forma primaria: produzione di polietilene e di stirenici ottenuti dalla trasformazione dei monomeri (attività ammissibile); attività di produzione di resine e materie plastiche ottenute da feedstock rinnovabili (attività allineata);

4.1 produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica: impianti fotovoltaici di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna, Stati Uniti, Australia, Kazakhstan e Francia;

4.3 generazione di e.e. eolica: impianti di generazione elettrica a partire dall'energia eolica installati sulla terraferma di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna e Kazakhstan;

4.4 generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare: impianto sperimentale che sfrutta l'energia del moto ondoso delle maree installato nei mari italiani;

4.8 generazione di e.e. da bioenergia: produzione di energia elettrica da biomassa mediante impianti di taglia piccola (inferiori a 2 MW di potenza installata) operativi in Italia;

4.10 attività di sviluppo di impianti di accumulo di energia in Italia e Stati Uniti;

4.13 produzione di biogas e di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti e di bioliquidi: produzione di biocarburanti mediante idrogenazione di materie prime vegetali o componenti organiche di scarto; il prodotto risultante è un olio vegetale idrogenato (HVO) che può essere venduto e utilizzato in purezza o essere miscelato con i carburanti tradizionali per ridurre le emissioni di carbonio. L'attività è svolta presso le bioraffinerie di Gela e Venezia con una capacità produttiva di 1,1 ml t/a;

4.20 cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia: produzione cogenerativa di vapore ed energia elettrica utilizzando biomassa forestale presso lo stabilimento di Crescentino (Italia);

5.3-5.4 costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e di trattamento di acqua di risulta: attività svolte prevalentemente per scopi interni;

5.7/5.8 digestione anaerobica di rifiuti organici: digestione anaerobica, produzione di biogas e successiva cogenerazione per produzione di energia elettrica, oltre a compost, presso l'impianto Po' Energia Srl a partire da frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, nonché produzione di compost;

5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO_2: stoccaggio permanente della CO_2 all'interno di giacimenti di gas naturale esauriti operati da Eni. L'attività comprende il progetto sperimentale di Ravenna per la valutazione della fattibilità economico-tecnica della realizzazione di un hub di cattura con l'utilizzo dei giacimenti di gas esauriti operati da Eni nell'offshore ravennate e la realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet in UK che sfrutterà i giacimenti esauriti operati da Eni nella Liverpool Bay;

6.5 trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri: servizio di noleggio Enjoy basato sul modello "free floating" con prelievo e rilascio del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La flotta è costituita da veicoli a combustione interna, ibrida ed elettrica;

6.15 infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico: attività di installazione e gestione di punti di ricarica per veicoli elettrici nel territorio europeo svolta dalla controllata Plenitude.

Per quanto riguarda gli obiettivi ambientali normati nel 2023, Eni ha identificato le attività ammissibili per l'obiettivo dell'economia circolare: (i) 1.1 fabbricazione di imballaggi in materie plastiche; (ii) 2.5 recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio. Entrambe le attività sono state valutate nel 2023 ai fini del contributo sostanziale all'obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici (riferimento attività 3.17 e 5.7/5.8).

Le attività

3.10 produzione d'idrogeno per uso captive;

6.10 trasporto marittimo d' idrocarburi;

Sono state escluse dalle attività eligible poiché ritenute non conformi alla clausola di lock-in dell'art. 16 della Tassonomia.

Eni ha valutato l'ecosostenibilità delle attività ammissibili ai fini dell'obiettivo mitigazione dei cambiamenti climatici in conformità all'art. 3 del Regolamento (UE) 2020/852 come integrato dal Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 della Commissione del 4 giugno 2021, che fissa i criteri di vaglio tecnico per il contributo sostanziale all'obiettivo, nonché per il rispetto del principio del non arrecare un danno significativo agli altri obiettivi della Tassonomia. L'adozione delle garanzie minime di salvaguardia previste dall'art. 18 del Reg. Tassonomia nella conduzione delle attività economiche è discussa a livello di Società.

Eni non svolge attività che forniscono soluzioni di adattamento climatico. L'obiettivo dell'adattamento climatico, al pari degli altri obiettivi della Tassonomia, è stato considerato ai fini della verifica del principio del non arrecare un danno significativo a nessuno degli obiettivi della Tassonomia.

In esito a tale valutazione alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della DNF 2023 le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

3.17. Produzione di plastiche in forma primaria

L'attività economica comprende: (i) la produzione resine, in particolare poliesteri e copoliesteri biodegradabili e compostabili in tutto o in parte derivati da materie prime rinnovabili; (ii) la produzione di materie plastiche biodegradabili e compostabili, ovvero miscele di resine in tutto o in parte derivate da materie prime rinnovabili. Si tratta delle linee di produzione della Novamont, il cui controllo è stato acquisito nel quarto trimestre 2023.

L'attività economica "fabbricazione di materie plastiche in forme primarie" è un'attività di transizione di cui all'articolo 10, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2020/852 se soddisfa i criteri di vaglio tecnico descritti al punto 3.17 del regolamento (UE) 2021/2139.

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

Per la valutazione del contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici è stato applicato il criterio c) relativo all'attività 3.17 come statuito dal Regolamento UE 2021/2139, di seguito riportato:

c) *derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili e le emissioni di gas serra nel loro ciclo di vita sono inferiori alle emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle materie plastiche equivalenti in forma primaria fabbricate a partire da combustibili fossili. Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita sono calcolate utilizzando la raccomandazione 2013/179/UE o, in alternativa, la norma ISO 14067:2018 o ISO 14064-1:2018. Le emissioni di gas serra quantificate nel ciclo di vita sono verificate da una terza parte indipendente. La biomassa agricola utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 5, della direttiva (UE) 2018/2001. La biomassa forestale utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 6 a 7, di detta direttiva.*

In tale ambito sono stati individuati i prodotti chimici derivati dagli idrocarburi equivalenti alle resine e alle materie plastiche derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili. Tali prodotti chimici equivalenti sono stati individuati considerando l'equivalenza chimica, in termini di composizione, e l'equivalenza di famiglie chimiche di appartenenza. Per entrambe le linee di prodotto l'equivalente derivato dagli idrocarburi è il PBAT. Successivamente sono state calcolate le emissioni dei prodotti dell'attività Novamont e dell'equivalente da idrocarburi sulla base della metodologia Life Cycle Thinking che include tutte le fasi delle rispettive catene di fornitura (approvvigionamento, lavorazione, trasporto e smaltimento). Questa analisi ha confermato il rispetto dell'enunciato criterio lettera "c" della Tassonomia.

Non arrecare danno significativo ("DNSH")

Adattamento ai cambiamenti climaticici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione degli impianti di produzione Novamont agli eventi metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice "A" al Regolamento Delegato sul clima.

Il principale rischio fisico è di natura idrogeologica. Gli impianti sono localizzati in un bacino regolato da un piano di assetto idrogeologico coordinato da un'autorità di bacino. Il piano individua diversi scenari di rischio legati a fenomeni franosi e alluvionali e individua le misure di prevenzione e protocolli di sicurezza adottati dall'attività per la mitigazione di potenziali danni in funzione di eventi metereologici avversi. Tale piano e le relative misure di mitigazione sono aggiornati regolarmente in funzione dell'evoluzione della situazione di rischio fisico. L'attività ha adottato anche piani di emergenza che prevedono procedure e protocolli di sicurezza in caso di evento avverso.

Transizione verso un'economia circolare
Non applicabile.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento
L'attività soddisfa i criteri di cui all'appendice C del Regolamento Delegato UE 2021/2139 come modificato nel 2023.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
Gli impianti per la produzione di resine e plastiche derivate da materie prime rinnovabili hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.1. Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici
L'attività produce energia elettrica utilizzando la tecnologia solare fotovoltaica.

Non arrecare danno significativo ("DNSH")
Adattamento ai cambiamenti climatici
Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice "A" al Regolamento Delegato sul clima.

Il management ha adottato procedure e sistemi per l'individuazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio del rischio fisico legato ai cambiamenti climatici, definito come il rischio che i fenomeni metereologici estremi o l'evoluzione progressiva delle condizioni metereologiche o fisiche dell'ambiente legati ai cambiamenti climatici, attesi nel medio-lungo termine sulla base di modelli previsionali terzi, possano avere ricadute significative sulle condizioni di operabilità, sicurezza e redditività degli attivi, violando in tal modo il principio del "non arrecare un danno significativo" all'obiettivo di adattamento climatico.

Il management esegue con cadenza regolare un assessment/screening top-down della potenziale futura esposizione delle attività Eni ai rischi climatici previsti dalla Tassonomia, con l'obiettivo ultimo di individuare gli interventi necessari per adattare le attività ai rischi metereologici identificati, considerate le mitiganti del rischio già in essere presso ciascun attivo. Tale assessment può considerare diversi orizzonti temporali: circa trent'anni per impianti fotovoltaici, eolici e bioraffinerie, orizzonti più brevi per le colonnine di ricarica che hanno un ciclo di vita più limitato.

La metodologia di assessment Eni dei rischi fisici:
- utilizza in input dati forniti da un provider esterno leader del settore che ha elaborato proiezioni di fenomeni metereologici/fisici di lungo termine con una significativa granularità geografica, basate su indicatori quantitativi (es. numero di giorni con temperature superiori a un certo livello, velocità del vento per differenti periodi di ritorno), in grado di assicurare una copertura globale (offshore e onshore) delle aree dove sono localizzati gli attivi Eni. Le fonti di tali mappe di rischio combinano i modelli climatici predittivi più aggiornati con le informazioni di eventi storici, per fornire un andamento tendenziale dei fenomeni naturali a seguito dei cambiamenti climatici;
- sviluppa un esercizio di stress test sull'attuale portafoglio di attivi rispetto ai rischi fisici identificati su di un orizzonte temporale prevalentemente di trent'anni;
- è applicata con cadenza annuale ed è oggetto di continuo miglioramento alla luce dell'esperienza che si consoliderà nel tempo, nonché della futura evoluzione dei framework sulla tematica e dell'accuratezza dei modelli previsionali;
- utilizza lo scenario IPCC SSP5 - 8.5 ai fini della proiezione/previsione degli eventi climatici avversi e dell'evoluzione dei rischi fisici connessi al cambiamento climatico;
- utilizza le coordinate geografiche di ciascun attivo Eni (longitudine e latitudine) per il collocamento nei reticoli di rischio meteorologico (la definizione dei reticoli può arrivare fino a 1 chilometro quadrato) definiti dal provider esterno per rilevare il tipo di rischio climatico a cui ciascun attivo è potenzialmente esposto nei prossimi trent'anni sulla base dello scenario climatico adottato;
- considera nel processo di valutazione del rischio anche i principali attivi della catena del valore.

Una volta definiti i rischi climatici/fisici associati a ciascun attivo, il management esegue una valutazione delle barriere esistenti sia fisiche (caratteristiche dell'attivo, materiali impiegati, barriere di contenimento, distanza dalle fonti di pericolo, ecc.) sia in termini di sistemi e procedure (sistemi di allerta, procedure di messa in sicurezza degli attivi, esistenza di piani di monitoraggio e verifica, ecc.).

Al termine di questa fase il management valuta il rischio residuo e:
- in caso di pericoli cronici (es. water stress), sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento;
- in caso di rischio acuto, è attivato il processo di asset integrity che può condurre alla definizione e attuazione di una piano di adattamento.

Sulla base della procedura e metodologia descritte, le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

Transizione verso un'economia circolare
L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
Tutte le installazioni fotovoltaiche di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.3. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici
L'attività produce energia elettrica a partire dall'energia eolica.

DNSH
Adattamento ai cambiamenti climatici
Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che gli impianti di produzione e.e. da energia eolica non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

Transizione verso un'economia circolare
L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da energia eolica di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.8. Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici
Le installazioni Eni hanno ciascuna una potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW e utilizzano combustibili gassosi da biomassa.

DNSH
Adattamento ai cambiamenti climatici
Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi metereologici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che gli impianti di produzione e.e. a partire dalla bioenergia non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da bioenergia di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.13. Produzione di biocarburanti destinati ai trasporti

Eni produce olio vegetale idrogenato (HVO) per l'utilizzo nel settore dei trasporti. L'attività è condotta presso le bioraffinerie di Gela e di Venezia.

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici
Ciascun lotto di HVO prodotto nel 2023 è stato analizzato sulla base delle materie prime utilizzate in input e delle emissioni di processo per verificare il contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. I volumi di HVO prodotti utilizzando colture alimentari e foraggere sono stati esclusi dal KPI, nonché quelli prodotti a partire da biomassa agricola che non soddisfa i requisiti di sostenibilità della Direttiva 2001/2018.

Il risparmio emissivo ottenuto dall'HVO prodotto da feedstock sostenibili è stato calcolato sulla base della metodologia di cui all'allegato V della Direttiva EU 2001/2018 in relazione a ciascun tipo di biomassa lavorata. Sulla base dell'analisi condotta, circa il 95% dell'HVO prodotto contribuisce a ridurre di almeno il 65% le emissioni di CO_2 rispetto al carburante tradizionale. Gli ammontari di ricavi, costi e investimenti relativi all'attività dichiarati nei KPI sono stati attribuiti in proporzione alla percentuale di HVO rispondente al parametro del contributo sostanziale.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima degli impianti di produzione (Gela e Venezia) in base alla metodologia descritta al punto 4.1, e ha concluso che l'attività presso Gela è esposta al rischio di stress idrico. È in corso il piano di monitoraggio del rischio idrico.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

La costruzione delle bioraffinerie e i successivi progetti di riconfigurazione, ampliamento o ristrutturazione hanno ottenuto prima dell'avvio dei lavori una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

5.12. Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO_2

L'attività riguarda la realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico permanente di HyNet nel Regno Unito, che utilizzerà i giacimenti di gas naturale Eni esauriti localizzati nella Liverpool Bay. Il servizio di stoccaggio della CO_2 sarà offerto a operatori locali sulla base di una tariffa regolata in corso di negoziazione. È stata approvata dalle competenti autorità italiane il progetto sperimentale per valutare la realizzazione di un hub di cattura della CO_2 presso i giacimenti di gas naturale esauriti di Eni nell'offshore di fronte Ravenna. L'hub è in fase di costruzione.

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

L'attività è svolta in conformità alla normativa internazionale ISO 27914:2017 per lo stoccaggio geologico di CO_2. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima sulla base della metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che gli impianti al servizio della realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico, sopra menzionato, non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO assicurerà il rispetto dei parametri d'inquinamento in conformità alla direttiva 2009/31/C.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO e attuando tutte le misure pianificate per assicurare il livello minimo di impatto ambientale in vista dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative dalle autorità UK, sarà in grado di rispettare il criterio DNSH relativo agli obiettivi uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi. Analogamente per quanto riguarda la realizzazione della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna.

6.15. Infrastrutture che consentono il trasporto su strada a basse emissioni di carbonio

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

L'attività consiste nell'installazione, gestione e manutenzione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici ed è un'attività abilitante.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima in base alla metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che le infrastrutture sopra menzionate non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC. La valutazione è stata condotta per macroaree geografiche accomunate dalla stessa tipologia di rischi climatici. In generale, l'esposizione dell'attività ai rischi fisici è limitata sia per la dispersione territoriale delle colonnine sia per considerazioni legate al contributo immateriale di ciascuna installazione e alla rapidità degli eventuali tempi di ripristino.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento

L'installazione di nuovi punti di ricarica non produce sostanzialmente rifiuti di cantiere, ovvero sono adottate tecniche per limitare la produzione di rifiuti nei processi di installazione ed eventuale demolizione, conformemente al protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili (quali ad esempio il riciclo dei materiali di scarto e la riduzione del consumo di acqua). Sono adottate misure per ridurre il rumore, le polveri e le emissioni inquinanti durante i lavori di costruzione o manutenzione, quali ad esempio:

1. utilizzare attrezzature a basso impatto ambientale che producano meno rumore, polvere ed emissioni inquinanti rispetto a quelle tradizionali;

2. limitare gli orari di lavoro, programmando, quando/dove possibile, le attività di costruzione/manutenzione durante le ore in cui il volume di traffico è ridotto per limitare l'impatto sulle attività circostanti.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi
L'installazione delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici rispetta specifiche norme di legge e regole tecniche per garantire la sicurezza degli utenti e l'integrità delle infrastrutture, che comprendono anche la protezione della biodiversità/ecosistemi.

1.2.2.2. Contributo al conseguimento di più obiettivi

Nel 2023 non vi sono attività allineate Eni che contribuiscono in modo sostanziale a più di un obiettivo della Tassonomia.

1.2.2.3. Disaggregazione dei KPI

Nell'attività di produzione di biocarburanti per il trasporto l'impianto di produzione di Gela è utilizzato in maniera congiunta sia per la produzione di HVO allineato alla Tassonomia, sia per la produzione di HVO ammissibile ma non allineato. Come indicato nella descrizione dell'attività, i dati di ricavo e di costi comuni alle due tipologie di produzioni (spese operative e di investimento) sono stati ripartiti in proporzione ai volumi lavorati di biomassa che consentono il conseguimento di un risparmio emissivo di almeno il 65%. Analogamente per la bioraffineria di Venezia.

Si ritiene che tale criterio di ripartizione sia basato su un criterio adeguato al processo di produzione impiegato e ne rifletta le specificità tecniche.

1.2.3. Informazioni contestuali

1.2.3.1. Informazioni contestuali sul KPI relativo al fatturato

I valori che concorrono al numeratore del KPI fatturato derivano da contratti con la clientela rilevati in base all'IFRS 15. L'ammontare totale del numeratore di €1.119 milioni è così articolato:

- €192 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici con un aumento di sei volte rispetto al 2022 dovuto alle maggiori produzioni per la crescita della capacità installata;
- €168 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici pari a circa il doppio rispetto al 2022 dovuto alle maggiori produzioni per la crescita della capacità installata;
- €35 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa, sostanzialmente in linea;
- €59 milioni dalla vendita di materie plastiche in forme primarie in relazione all'acquisizione perfezionata nel quarto trimestre 2023 del gruppo Novamont;
- €660 milioni dalla vendita di HVO in linea rispetto al 2022 per effetto delle maggiori produzioni che hanno bilanciato il calo generalizzato dei prezzi dei carburanti.

1.2.3.2. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese in conto capitale

Le spese in conto capitale e gli incrementi di attivo che formano il numeratore del KPI capex pari a €2.012 milioni sono relativi alle seguenti attività:

- €606 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, che comprendono: (i) €214 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €71 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2023 per 153 MW; e (ii) €392 miilioni di acquisizioni di cui €132 milioni relativi ad impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità in operation di 177 MW, e €259 milioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2024-2027
- €138 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da eolico, che comprendono: (i) €70 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €20 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2023 per 57 MW; e (ii) €68 milioni di acquisizioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2024-2027;
- €745 milioni relativi all'acquisizione del controllo del Gruppo Novamont le cui attività di produzione di resine e materia plastiche da feedstock rinnovabili sono state valutate allineate alla Tassonomia;
- €224 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €121 milioni e €17 milioni relativi all'avvio del progetto di riconversione in bioraffineria a Livorno. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: la realizzazione di una nuova sezione (degumming) dell'unità di trattamento della biomassa per potenziare la lavorazione di cariche più complesse; l'adeguamento dell'impianto ecofining per produrre biocarburanti a partire da cariche pretrattate dal degumming; la realizzazione di un impianto di steam reforming e del relativo interconnecting. L'impianto sostituirà il ciclo benzine per la fornitura dell'idrogeno necessario a produrre HVO puro, con un conseguente aumento della capacità di lavorazione fino a 0,6 milioni di tonnellate/anno, con completamento atteso nel 2025.
  Con riferimento a Gela i principali progetti riguardano: l'upgrading dell'unità di trattamento della biomassa (BTU) per potenziare la lavorazione di cariche più complesse; la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet; per entrambe i progetti si prevede il completamento nella seconda metà del 2024.

Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quadriennio 2024-2027 approvato dal Consiglio di Amministrazione il 13 marzo 2024 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di raggiungere una capacità di oltre 3 milioni di tonnellate/anno entro il 2026.

- €145 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della CO_2, interamente imputati a incremento delle immobilizzazioni immateriali, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet e Bacton in Regno Unito e, in misura minore, della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna, entrambi inclusi nel piano quadriennale degli investimenti del Gruppo Eni approvato dalla Direzione Aziendale il 13 marzo 2024. Il progetto HyNet prevede un impegno di spesa nel piano di €279 milioni e la prima iniezione di CO_2 nei giacimenti esauriti della Liverpool Bay operati da Eni è prevista nella seconda metà del decennio, mentre il progetto Bacton prevede un impegno di spesa pari a €30 milioni e la prima iniezione di CO_2 entro il 2030. Il progetto Ravenna hub prevede un impegno di spesa nel piano di €32 milioni e la prima iniezione di CO_2 nei giacimenti esauriti dell'offshore ravennate operati da Eni è programmata entro il 2030 dopo un periodo sperimentale nel corso del 2024;
- €121 milioni relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, imputati ad incrementi di PP&E per €119 milioni e di attività immateriali per €2 milioni, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2023 di circa 5,9 mila nuove colonnine a marchio Plenitude;
- €23 milioni di investimenti per lo sviluppo di progetti storage che comprendono: (i) €11 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione; e (ii) €12 milioni di acquisizioni.

1.2.3.3. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese operative

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €190 milioni riguardano manutenzioni e riparazioni nonché le altre spese dirette connesse al "servicing" quotidiano di immobili, impianti e macchinari, a opera dell'impresa o di terzi cui sono esternalizzate tali mansioni, necessarie per garantire il funzionamento continuo ed efficace di tali attivi. Il dettaglio riferito alle principali attività è il seguente:

- €86 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €25 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti eolici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €64 milioni sostenuti nell'attività di produzione di biocarburanti, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre).

Verifica rispetto clausola di salvaguardia di cui art. 3 lettera "c"

I criteri di ecosostenibilità delle attività economiche di cui all'art. 3 del Reg. Tassonomia prevedono il rispetto di garanzie minime di salvaguardia nella conduzione del business (di cui al comma "c"), rinviando al successivo art. 18 per la loro definizione. La norma le identifica con le procedure attuate da un'impresa al fine di garantire che la gestione aziendale sia conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'Organizzazione internazionale del lavoro sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo.

Nel dare attuazione a tali procedure, le imprese devono rispettare il principio del "non arrecare un danno significativo" di cui all'articolo 2, punto 17), del Regolamento (UE) 2019/2088, la Sustainable Finance Disclosure Regulation "SFRD". La SFRD prevede che le istituzioni finanziarie "financial market participants" valutino i rischi ESG degli investimenti inclusi nei prodotti finanziari che intendono collocare presso i risparmiatori, attraverso la misurazione delle performance di sostenibilità delle aziende oggetto di investimento in relazione a una serie predefinita di indicatori chiave d'impatto in aree critiche "principal adverse impacts". Cinque di questi indicatori sono di natura sociale: (i) violazioni dei principi del Global Compact delle NU e delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali; (ii) mancanza di processi e di meccanismi di ottemperanza per monitorare il rispetto dei principi di cui al punto precedente; (iii) divario retributivo di genere; (iv) diversità di genere nella composizione degli organi amministrativi; (v) esposizione ai settori degli armamenti controversi. La definizione di investimento sostenibile di cui al punto 17 dell'art. 2 della SFDR stabilisce che un investimento è tale se contribuisce a obiettivi ambientali o sociali definiti in maniera ampia, a condizione che non leda nessuno di tali obiettivi. Pertanto, Eni assume che il rispetto del principio "non arrecare un danno significativo" della SFRD sia da intendere con riferimento ai cinque indicatori d'impatto sociale descritti in precedenza, quattro dei quali sono compresi nei processi di due diligence Eni in ambito diritti umani, mentre per il quinto Eni conferma di non essere presente nei settori degli armamenti controversi.

Le linee guida OCSE per le aziende multinazionali sono principi di conduzione responsabile del business relativi ad otto aree di attività:

- tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali);
- Anti-corruzione;
- competizione equa;
- tassazione.

Infine, l'ambiente è affrontato negli altri criteri di sostenibilità dell'art. 3 del Reg. Tassonomia, mentre scienza/tecnologia sono fuori ambito. Le otto convenzioni ILO sul lavoro sono nel loro complesso riconducibili al tema del rispetto dei diritti umani.

L'osservanza dei principi fondamentali in materia di diritti umani contenuti nell'International Bill of Human Rights (Universal Declaration of Human Rights, International Covenant on Civil and Political Rights and International Covenant on Economic Social and Cultural Rights) è garantita dal rispetto della Costituzione e della normativa italiana che fa suoi tali principi e che Eni, quale azienda incorporata in Italia, è tenuta a osservare.

La verifica del rispetto della clausola di salvaguardia si fonda sull'istituzione e mantenimento di adeguati processi e sistemi aziendali di due diligence nei seguenti ambiti:
- diritti umani;
- lotta alla corruzione;
- rispetto della competition law;
- tassazione d'impresa.

Inoltre, l'Azienda valuta lo status dei procedimenti legali a carico dell'impresa, di un sua controllata o di esponenti del top management per violazioni di leggi nazionali o internazionali relative a tali materie, nonché la gestione di eventuali "complaints" o segnalazioni per presunte violazioni dei diritti umani, presentati da singoli stakeholder o gruppi di stakeholder presso un Punto di Contatto Nazionale OCSE o presso il "Business and Human Rights Resource Centre" con particolare riguardo ai casi a fronte dei quali la Società non abbia dimostrato un impegno concreto nel gestire la segnalazione, non cooperando per una sua risoluzione e/o non adottando un piano di rimedio nel caso di una sua accertata responsabilità per aver causato e/o contribuito all'impatto negativo lamentato.

I sistemi di due diligence di Eni

- **ANTI-CORRUZIONE**. Nell'ambito della policy aziendale di tolleranza zero nei confronti della corruzione, Eni si è dotata di un ambiente di controllo e di processi e presidi con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di comportamento o transazione aventi intento corruttivo e di garantire la costante e puntuale osservanza da parte delle persone che lavorano in Eni o per conto di Eni delle leggi vigenti nei Paesi in cui la Società opera, ivi incluse le leggi di ratifica delle Convenzioni Internazionali, che proibiscono la corruzione nei confronti di pubblici ufficiali nonché la corruzione fra privati. Tale sistema si applica anche al riciclaggio di denaro. L'ambiente di controllo si fonda su valori condivisi dall'organizzazione a partire dal top management, che includono l'istituzione di un codice etico ispirato ai principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede nella conduzione del business, l'adesione ai dieci principi delle NU in tema di responsabilità d'impresa, la partecipazione al Global Compact e la formazione del personale sui temi etici. I processi e i presidi hanno la finalità di assicurare la corretta e trasparente registrazione delle transazioni aziendali, le verifiche delle controparti economiche nel caso di operazioni significative (acquisizioni/cessioni di società, rami d'azienda, titoli minerari, business combination, ecc.), le verifiche delle controparti in altre attività a rischio corruzione (business associate, joint venture partner, broker, iniziative non profit, sponsorizzazioni etc.), nonché la conformità dei comportamenti aziendali alle regole interne in tutte le circostanze dove sono possibili infrazioni del codice etico, con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di corruzione nella conduzione del business. Parte integrante dei presidi Eni in ambito anti-corruzione è l'istituzione di un meccanismo di whistleblowing per la gestione delle segnalazioni ricevute dalla Società attraverso un canale ben indentificato e riconoscibile di presunte violazioni delle normative anticorruzione antiriciclaggio (tale meccanismo si applica anche alla DD sui diritti umani). Nel 2023 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale per violazioni delle normative anti-corruzione che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo, si rinvia alle note del bilancio consolidato.

- **TASSAZIONE**. Eni ha adottato un sistema di DD della gestione dei rapporti con le Autorità fiscali dei Paesi in cui opera, con l'obiettivo di assicurare con ragionevole certezza che le operazioni di business siano svolte nel rispetto della normativa fiscale applicabile e dei presidi operativi istituiti dalla Tax Strategy aziendale che prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi dove avviene l'operatività secondo lo spirito oltreché la lettera delle regole locali e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive fra le quali anche la localizzazione di legal entities nei cosiddetti paradisi fiscali. La Società si è dotata di un Tax Control Framework, cioè di un sistema di controllo specifico del rischio fiscale di cui è responsabile il management per la verifica della coerenza tra le scelte di gestione fiscale e la strategia approvata dal Consiglio. L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono stati disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatto finanziario o reputazionale significativo (rischio fiscale). Nel 2023 nessuna società del Gruppo è stata parte di alcun contenzioso fiscale per violazioni della normativa o per frode fiscale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo in materia fiscale, si rinvia alle note del bilancio consolidato; tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione.

- **FAIR COMPETITION**. Eni ha istituito un ambiente di controllo e un insieme di procedure e presidi con l'obiettivo di garantire che la conduzione degli affari e delle attività aziendali avvenga nel rispetto

delle regole poste a tutela della concorrenza nei vari Paesi in cui opera. I principi della concorrenza intesa come contesto di mercato che incentiva le imprese ad eccellere nella qualità ed economicità dei prodotti e/o servizi venduti/forniti e l'osservanza della normativa antitrust sono valori fondamentali della Società. Il sistema di controllo Eni è articolato nelle tre fasi della prevenzione, monitoraggio/mitigazione dei rischi e contrasto alle condotte illecite ed è disegnato in modo da assicurare con ragionevole certezza che le unità di business non adottino comportamenti anticoncorrenziali o diano luogo a pratiche restrittive del libero mercato o collusioni con imprese concorrenti e non commettano abusi di posizione dominante. Le operazioni aziendali di incremento della quota di mercato (concentrazioni) sono eseguite previa notifica delle stesse alle Autorità antitrust competenti, assicurando il rispetto degli obblighi di standstill e del divieto di scambio illegittimo di informazioni nella fase di negoziazione e di due diligence. Nel 2023 le società del Gruppo non sono state parte di alcun significativo contenzioso per violazioni della normativa antitrust che si sia concluso con l'irrogazione di una sanzione. Per maggiori informazioni sullo status dei contenziosi rilevanti del Gruppo in materia antitrust, si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale.

- **DIRITTI UMANI**. I diritti umani sono al centro della visione Eni di impresa responsabile e parte integrante dei valori, della cultura e dei sistemi manageriali dell'organizzazione. Eni è impegnata a rispettare i diritti umani in tutte le attività d'impresa e pone analoga aspettativa nei confronti dei business partner che operano per conto di Eni o ai quali sono appaltate fasi delle attività industriali di Eni. A tale scopo, Eni si è dotata progressivamente di modelli risk-based basati su elementi di contesto (rischi specifici nei Paesi di operatività) e sulle caratteristiche delle attività di business che, in base al potenziale rischio sui diritti umani, consentono all'azienda di individuare e adottare le opportune misure di gestione. L'impegno di Eni su questo tema, inoltre, è affermato dalla recente emissione della Policy ECG "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", le cui linee fondamentali sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione nel mese di settembre 2023 e che sostituisce la precedente Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Tale Policy evidenzia le aree prioritarie (salient issues) su cui Eni esercita la due diligence dei diritti umani in conformità alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e alle relative raccomandazioni in tema di due diligence, nonché ai Principi Guida delle Nazioni Unite su Impresa e diritti umani UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP).

  Il processo Eni di Human Rights Due Diligence identifica e valuta i rischi correlati alla potenziale violazione dei Diritti Umani sotto un duplice profilo:
  - rischio di causare (o contribuire a causare) impatti negativi, effettivi o potenziali, sui Diritti Umani, con riferimento agli UNGPs e alle Linee Guida OCSE;
  - rischio di incorrere in sanzioni, perdite finanziarie rilevanti o danni di reputazione (cd. rischio di compliance).

  In linea con le raccomandazioni OCSE/UNGP, la DD Eni è articolata in sei fasi:
  i) l'adozione da parte del Board di una dichiarazione di impegno attraverso l'emissione di una policy aziendale che affermi il rispetto dei diritti umani e l'integrazione dei diritti umani nei sistemi di gestione, nei processi e nelle politiche aziendali;
  ii) la ricognizione degli ambiti di operatività dove Eni è esposta a significativi rischi di violazione dei diritti umani con l'individuazione dei temi considerati più significativi per Eni (i cd. salient issue), definiti in base alle attività di business condotte, ai contesti in cui Eni opera e alla condivisione con rilevanti stakeholder locali e internazionali, adottando un approccio risk-based;
  iii) un processo risk-assessment volto a identificare e valutare gli impatti negativi attuali o attesi delle attività aziendali sui diritti umani che preveda il coinvolgimento degli stakeholder;
  iv) la definizione e l'adozione di misure atte a prevenire, cessare o mitigare eventuali impatti negativi;
  v) la verifica dell'efficacia delle misure adottate;
  vi) la comunicazione degli outcome delle azioni implementate dalla Società per prevenire, cessare, mitigare gli impatti avversi sia a beneficio degli stakeholder interessati sia per migliorare i processi di pianificazione delle attività aziendali future.

  In linea con le raccomandazioni OCSE, la DD Eni si avvale di un meccanismo di ricezione dei reclami e delle preoccupazioni degli stakeholder – singoli individui, comunità o associazioni d'individui con particolare attenzione alle categorie più deboli – attraverso il quale gli interessati segnalano alla Società presunte violazioni dei diritti umani nell'ambito delle attività industriali Eni, affinché la Società sia in grado di tempestivamente intercettare, valutare, gestire e – qualora accertate – porre in essere le opportune misure di rimedio. In particolare, sono a disposizione degli stakeholder due strumenti specifici ai quali ricorrere in caso di presunta violazione dei diritti umani:
  - il "Grievance Mechanism", costituito dall'insieme delle modalità definite da Eni per il processo di invio, in forma scritta o verbale, delle istanze o lamentele in relazione alle attività svolte, nonché della relativa gestione e risoluzione. I grievance riferiti ai Diritti Umani classificati come "rilevanti" prevedono uno specifico iter di analisi e risposta;
  - le "Segnalazioni" costituite dalla possibilità, per chiunque, dipendenti o soggetti terzi, di segnalare, anche in forma confidenziale o anonima, problematiche attinenti al Sistema di Controllo Interno o ad altre materie in violazione del Codice Etico, quali etica di impresa, pratiche di mobbing, molestie, discriminazioni e rispetto dei Diritti Umani.

Inoltre, Eni coopera con altri meccanismi di rimedio non giudiziali, quali ad esempio quello previsto e disciplinato dalle Linee Guida OCSE e instaurato presso i Punti di Contatto Nazionali dell'OCSE, presenti nei vari Paesi.

Eni è attivamente impegnata nel verificare e fornire, o cooperare per fornire, rimedi in caso di impatti negativi sui diritti umani che potrebbe aver causato o a cui ha contribuito, ed a compiere ogni sforzo per promuovere il raggiungimento dello stesso obiettivo nei casi in cui l'impatto sia direttamente collegato alle sue operazioni, prodotti o servizi. In nessun caso Eni impedisce ai potenziali reclamanti l'accesso a misure di rimedio, al contrario si impegna a prevenire ritorsioni nei confronti dei lavoratori e di altri stakeholder per aver sollevato preoccupazioni relative ai diritti umani, e non tollera né contribuisce a minacce, intimidazioni, ritorsioni o attacchi contro difensori dei diritti umani e stakeholder coinvolti in relazione alle proprie operazioni. Parte integrante della due diligence è la comunicazione dei risultati ottenuti. Eni pubblica ogni anno il suo report di sostenibilità "Eni for" che include una sezione specifica dedicata ai progressi nella tutela dei diritti umani, cui ha affiancato un report interamente dedicato al tema dei diritti umani "Eni for - Human Rights".

Nel 2023 Eni non ha ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani, corruzione, significative violazioni delle norme sulla concorrenza o di quelle fiscali, e collabora attivamente ed in buona fede con i Punti di Contatto Nazionali OCSE per la risoluzione delle Istanze Specifiche in corso.

Sul tema dei diritti umani si segnala che Eni è stata classificata seconda tra le aziende del settore energetico da parte del Corporate Human Rights Benchmark 2023, promosso dalla World Benchmark Alliance.

In conclusione, sulla base delle valutazioni eseguite, Eni conclude di essere in compliance con la clausola di salvaguardia di cui alla lettera "c" dell'art. 3 del Regolamento UE sulla Tassonomia.

QUOTA DEL FATTURATO KPI

Attività economiche (1)	Codice/i (2)	Esercizio finanziario 2023		Criteri per il contributo sostanziale					
		Fatturato assoluto (3)	Quota di fatturato (4)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)	Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)	Acque e risorse marine (7)	Economia circolare (8)	Inquinamento (9)	Biodiversità ed ecosistemi (10)
		m€	%	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA									
A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)									
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	59	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	192	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	168	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	35	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	660	0,7%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Digestione anaerobica di rifiuti organici	CCM 5.7/CE 2.5	3	0,0%	S	N/AM	N/AM	N	N/AM	N/AM
Compostaggio di rifiuti organici	CCM 5.8/CE 2.5	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N	N/AM	N/AM
Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		**1.119**	**1,2%**	**%**					
Di cui abilitanti			0,0%						
Di cui di transizione			0,1%						
A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)									
Fabbricazione di imballaggi in materie plastiche	CE 1.1	7	0,0%	N/AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM
Recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio	CE 2.5	5	0,0%	AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	1.323	1,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	1.583	1,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	7	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	84	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	1	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	2.105	2,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	12	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte	CCM 5.5	2	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	23	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		**5.147**	**5,5%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**
Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		**6.266**	**6,7%**						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Fatturato delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)	87.451	93,3%
Totale	**93.717**	**100,0%**

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climitaici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota di fatturato allineata alla Tassonomia, anno 2022 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	A	T
	S	S	S	S	S	S	0,0%		T
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,1%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,5%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	**S**	**S**	**S**	**S**	**S**	**%**		
							0,0%	A	
							0,0%		T
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	1,6%		
						S	1,6%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	3,5%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	**%**		
							%		

QUOTA DELLE SPESE IN CONTO CAPITALE KPI

		Esercizio finanziario 2023		Criteri per il contributo sostanziale					
Attività economiche (1)	**Codice/i (2)**	**Spese in conto capitale assolute (3)**	**Quota di spese in conto capitale (4)**	**Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)**	**Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)**	**Acque e risorse marine (7)**	**Economia circolare (8)**	**Inquinamento (9)**	**Biodiversità ed ecosistemi (10)**
		m€	%	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA									
A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)									
Produzione di idrogeno	CCM 3.10	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	745	5,5%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	606	4,4%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	138	1,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	23	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	224	1,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO_2	CCM 5.12	145	1,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	6	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio	CCM 6.15	121	0,9%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese in conto capitale delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		**2.012**	**14,7%**	**%**					
Di cui abilitanti			0,9%						
Di cui di transizione			5,5%						
A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)									
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	66	0,5%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	78	0,6%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	2	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	76	0,6%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	101	0,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	32	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	10	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio	CCM 6.15	6	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		**371**	**2,7%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**
Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		**2.383**	**17,4%**						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Spese in conto capitale delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)	11.282	82,6%
Totale	**13.665**	**100,0%**

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climitaici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota delle spese in conto capitale allineata o ammissibile alla tassonomia anno 2022 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	A	T
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		T
	S	S	S	S	S	S	4,9%		
	S	S	S	S	S	S	7,3%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,8%		
	S	S	S	S	S	S	0,6%		
	S	S	S	S	S	S	0,0%		
	S	S	S	S	S	S	0,5%	A	
	S	**S**	**S**	**S**	**S**	**S**	**%**		
							0,5%	A	
							0,0%		T
						S	0,9%		
						S	0,6%		
						S	0,0%		
						S	0,2%		
						S	1,2%		
						S	0,4%		
						S	0,1%		
						S	0,0%		
						S	**%**		
							%		

QUOTA DELLE SPESE OPERATIVE KPI

	Esercizio finanziario 2023			Criteri per il contributo sostanziale					
Attività economiche (1)	**Codice/i (2)**	**Spese operative assolute (3)**	**Quota di spese operative (4)**	**Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)**	**Adattamento ai cambiamenti climitaici (6)**	**Acque e risorse marine (7)**	**Economia circolare (8)**	**Inquinamento (9)**	**Biodiversità ed ecosistemi (10)**
		m€	%	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)	S;N; N/AM (b) (c)
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA									
A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)									
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	5	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	86	2,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	25	0,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	8	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	64	1,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Digestione anaerobica di rifiuti organicl	CCM 5.7	2	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese operative delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		**190**	**4,8%**	**%**					
Di cui abilitanti			0,0%						
Di cui di transizione			0,1%						
A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)									
Fabbricazione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio	CCM 3.6	8	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	57	1,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	69	1,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologie dell'energia oceanica	CCM 4.4	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	2	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	17	0,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	13	0,3%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	46	1,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	140	3,5%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte	CCM 5.5	8	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO_2	CCM 5.12	3	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	5	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		**368**	**9,2%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**	**%**
Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		**558**	**14,0%**						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Spese operative delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)	3.421	86,0%
Totale	**3.979**	**100,0%**

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climitaici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota delle spese operative allineata o ammissibile alla tassonomia anno 2022 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	A	T
	S	S	S	S	S	S	0,0%		T
	S	S	S	S	S	S	0,4%		
	S	S	S	S	S	S	0,7%		
	S	S	S	S	S	S	0,1%		
	S	S	S	S	S	S	0,6%		
	S	S	S	S	S	S	0,1%		
	S	**S**	**S**	**S**	**S**	**S**	**%**		
							0,0%	A	
							0,0%		T
						S	0,6%		
						S	1,7%		
						S	1,6%		
						S	0,3%		
						S	0,0%		
						S	0,2%		
						S	0,0%		
						S	0,1%		
						S	0,7%		
						S	0,2%		
						S	1,2%		
						S	3,3%		
						S	0,1%		
						S	0,2%		
						S	0,1%		
						S	**%**		
							%		

Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili

Riga	Attività legate all'energia nucleare	2023
1	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la ricerca, lo sviluppo, la dimostrazione e la realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.	No
2	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione e l'esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno, e miglioramenti della loro sicurezza, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili.	No
3	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso l'esercizio sicuro di impianti nucleari esistenti che generano energia elettrica o calore di processo, anche per il teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno a partire da energia nucleare, e miglioramenti della loro sicurezza.	No
	Attività legate ai gas fossili	
4	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione o la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	Si
5	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione combinata di calore/freddo ed energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	No
6	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione di calore che producono calore/freddo utilizzando combustibili gassosi fossili.	No

Modello 2 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (denominatore) (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività legate all'energia nucleare	Turnover						Capex						Opex					
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
2	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
3	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
4	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
5	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
7	**Importo e quota di altre attività economiche allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile**	**1.119**	**1,2%**	**1.119**	**1,2%**	**0**	**0%**	**2.012**	**14,7%**	**2.012**	**14,7%**	**0**	**0%**	**190**	**4,8%**	**190**	**4,8%**	**0**	**0%**
8	**KPI applicabile totale**	**93.717**	**100%**	**93.717**	**100%**	**0**	**0%**	**13.665**	**100%**	**13.665**	**100%**	**0**	**0%**	**3.979**	**100%**	**3.979**	**100%**	**0**	**0%**

Modello 3 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore) (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover						Capex						Opex					
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
2	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
3	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
4	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
5	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
7	**Importo e quota di altre attività economiche allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al numeratore del KPI applicabile**	**1.119**	**100%**	**1.119**	**100%**	**0**	**0%**	**2.012**	**100%**	**2.012**	**100%**	**0**	**0%**	**190**	**100%**	**190**	**100%**	**0**	**0%**
8	**Importo e quota totali delle attività economiche allineate alla tassonomia al numeratore del KPI applicabile**	**1.119**	**100%**	**1.119**	**100%**	**0**	**0%**	**2.012**	**100%**	**2.012**	**100%**	**0**	**0%**	**190**	**100%**	**190**	**100%**	**0**	**0%**

Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia

(€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover						Capex						Opex					
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
2	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
3	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
4	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
5	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	2.105	40,9%	2.105	40,9%	0	0%	101	27,2%	101	27,2%	0	0%	46	12,5%	46	12,5%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
7	**Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile**	**3.042**	**59,1%**	**3.042**	**59,1%**	**0**	**0%**	**270**	**72,8%**	**270**	**72,8%**	**0**	**0%**	**322**	**87,5%**	**322**	**87,5%**	**0**	**0%**
8	**Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile**	**5.147**	**100%**	**5.147**	**100%**	**0**	**0%**	**371**	**100%**	**371**	**100%**	**0**	**0%**	**368**	**100%**	**368**	**100%**	**0**	**0%**

Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla Tassonomia

(€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover		Capex		Opex	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 1 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
2	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 2 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
3	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
4	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 4 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
5	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 5 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 6 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
7	**Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile**	**87.451**	**100%**	**11.282**	**100%**	**3.421**	**100%**
8	**Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile**	**87.451**	**100%**	**11.282**	**100%**	**3.421**	**100%**

TEMI MATERIALI PER ENI

L'analisi di materialità è volta all'identificazione dei temi di sostenibilità che sono maggiormente rilevanti per Eni e per i propri stakeholder. I temi materiali sono funzionali all'elaborazione del Piano Strategico – da cui ha origine il processo di definizione dei Management by Objective (MbO) di sostenibilità per tutti i dirigenti – e indirizzano la reportistica. L'analisi di materialità, aggiornata nel corso del 2023, ha portato all'identificazione dei temi rilevanti secondo la prospettiva della rilevanza dell'impatto, come previsto dagli Standard GRI. Tale prospettiva considera i temi connessi agli impatti più significativi – positivi e negativi, attuali e potenziali – generati dall'organizzazione su economia, ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani. In aggiunta, come nel 2022, l'analisi ha considerato anche la prospettiva di individuazione dei temi rilevanti analizzando i rischi del modello di Risk Management Integrato (materialità finanziaria)[64]. Tale analisi ha confermato l'individuazione dei temi "impact based". L'analisi di entrambe le prospettive rappresenta un esercizio preliminare svolto anche in relazione alle future previsioni della CSRD sull'analisi di doppia materialità[65], per le quali Eni sta effettuando gli approfondimenti richiesti tenuto conto dell'evoluzione normativa in corso. Il processo di materialità di Eni ha previsto le seguenti fasi:

- **Identificazione dei temi rilevanti e dei relativi impatti**, coniugando i risultati dell'analisi di materialità del 2022 con i temi maggiormente significativi per il contesto di riferimento 2023 e il settore di operatività, anche sulla base del GRI Sector Standard per l'Oil & Gas;

TEMA	IMPACT MATERIALITY Impatti positivi
CAMBIAMENTO CLIMATICO SDG: 7 9 12 13 15 17	Investimenti in zero e low carbon technology
CAPITALE UMANO SDG: 4 5 8 10	Sviluppo delle competenze dei dipendenti e miglioramento delle opportunità di carriera attraverso attività di formazione
PARITÀ DI TRATTAMENTO E DI OPPORTUNITÀ PER TUTTI SDG: 3 4 5 8 10	Aumento del benessere dei lavoratori grazie ad adeguati piani di welfare e tutela delle pari opportunità
SALUTE E SICUREZZA SUL LAVORO E DI PROCESSO SDG: 2 3 6 8 9 11 14	Aumento della consapevolezza in tema di salute e sicurezza dei dipendenti attraverso attività di formazione e affidabilità del servizio grazie alla corretta manutenzione e il costante monitoraggio dell'integrità delle infrastrutture e degli asset.
INQUINAMENTO SDG: 3 6 9 12 14	
RISORSE IDRICHE SDG: 6	
BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI SDG: 14 15	Creazione di nuovi habitat naturali attraverso l'utilizzo di strutture dismesse, progetti di salvaguardia dei territori, ripristino/bonifica dei terreni e conservazione delle foreste
ECONOMIA CIRCOLARE E GESTIONE DEI RIFIUTI SDG: 6 12 14 15	Riduzione dell'utilizzo delle risorse naturali attraverso l'impiego di pratiche e processi volti al riciclo e al recupero
DIRITTI UMANI SDG: 1 2 3 8 10 16	Tutela e rispetto dei diritti umani grazie ad attività di due diligence sulle attività aziendali e su quelle di fornitori e partner commerciali
GESTIONE RESPONSABILE DELLA CATENA DI FORNITURA SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17	Diffusione di principi di sostenibilità ambientale e sociale grazie al coinvolgimento dei fornitori e dei partner della filiera
RELAZIONI CON I CLIENTI SDG: 7 12 16	Promozione di relazioni solide con i clienti grazie al coinvolgimento, all'ascolto e al customer care
CONDOTTA DELLE IMPRESE SDG: 16 17	Creazione di valore economico nei territori di presenza con investimenti, pagamento di tasse e royalties
CHIUSURA E RIPRISTINO SDG: 4 8 11 14 15	Riutilizzo delle strutture, dei materiali e degli stabilimenti dismessi a beneficio delle comunità locali
SVILUPPO LOCALE E ACCESSO ALL'ENERGIA SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17	Sviluppo delle comunità e del tessuto imprenditoriale locale grazie ad iniziative in vari settori di intervento, a partnership e accordi commerciali con fornitori locali, e realizzazione di infrastrutture e miglioramento della qualità del servizio nelle zone remote
INNOVAZIONE, DIGITALIZZAZIONE E CYBER SECURITY SDG: 7 9 12 13 16	Iniziative di innovazione per lo sviluppo dei processi aziendali, il supporto dei partner e il miglioramento della sicurezza informatica nei Paesi di presenza tramite collaborazioni con istituzioni e aziende

Neutralità carbonica al 2050 | Eccellenza operativa | Alleanze per lo sviluppo | Temi trasversali

(64) L'esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF fa riferimento al D.lgs. 254/16 e allo standard GRI e le relative conclusioni non si estendono alle eventuali informazioni derivanti dall'esercizio preliminare svolto anche in relazione alle future previsioni della CSRD sull'analisi di doppia materialità.
(65) Si segnala che linee guida interpretative sull'analisi di doppia rilevanza predisposte dall'EFRAG (cd. Materiality Assessment Implementation Guidance) saranno pubblicate nel corso del 2024.

- **Valutazione dei temi**: (i) prospettiva di Impact Materiality, secondo lo standard GRI - sottoponendo un questionario a stakeholder[66] interni ed esterni per valutare l'importanza dei temi in base alla significatività degli impatti e alla loro probabilità di accadimento (per approfondimenti sulle categorie di stakeholder intervistati e le risultanze si veda "Attività di stakeholder engagement" a pagg. 20-21); e (ii) prospettiva di Financial Materiality considerando i risultati del processo di valutazione dei rischi del Risk Management Integrato (per approfondimenti si veda "Risk Management Integrato" a pagg. 26-31 e "Principali Rischi ESG" a pagg. 162-163);
- **Prioritizzazione** dei temi secondo l'analisi impact e financial, effettuate separatamente. I temi sottoposti a valutazione, risultati tutti materiali, sono stati suddivisi in 3 differenti livelli di significatività;
- **Condivisione dei risultati** dell'analisi di materialità con il CCR, il CCS e il CdA, che ha successivamente approvato la DNF nella sua interezza.

In virtù delle evoluzioni del contesto, i risultati dell'analisi mostrano un certo dinamismo nel tempo sia a livello di significatività sia per l'accorpamento/suddivisione[67] di alcuni temi. Nella tabella si evidenzia il risultato della materialità; sono riportati anche alcuni impatti positivi e negativi attuali/potenziali a titolo esemplificativo e non esaustivo ed il trend rispetto all'esercizio dello scorso anno.

	FINANCIAL MATERIALITY[64]			
Impatti negativi	Significatività	TREND rispetto al 2022	Significatività	TREND rispetto al 2022
Emissioni climalteranti nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore	■■■	=	■■■	=
Mancato sviluppo delle competenze dei dipendenti, non rispetto delle norme contrattuali, della libertà di associazione e contrattazione collettiva, precarietà del posto di lavoro	■■□	↓	■■□	↑
Impatti negativi sul benessere dei lavoratori e casi di discriminazione	■■■	↑	■□□	–
Infortuni e/o danni alla salute dei dipendenti dovuti a potenziali pericoli ed esposizione a sostanze pericolose, e interruzioni del servizio e impatti sull'ambiente e sulle persone causati da incidenti e guasti alle infrastrutture.	■■■	=	■■■	=
Emissioni di inquinanti dell'aria (NOX, SOX, NMVOC, PM) nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore. Inquinamento di acqua e/o suolo causato da Oil spill provenienti da infrastrutture di proprietà di Eni.	■■■	=	■■■	↓
Scarsità idrica e deterioramento della qualità delle risorse idriche nei siti in cui Eni opera	■■□	↓	■■□	↓
Perdita di biodiversità nei siti in cui Eni opera	■■□	↓	■■□	↓
Impatti ambientali dovuti alla non corretta gestione dei rifiuti	■■■	↑	■□□	↓
Violazione dei diritti umani dei lavoratori, delle comunità locali e delle popolazioni indigene	■■■	=	■■□	↑
Violazione dei diritti dei lavoratori e impatti ambientali negativi dei fornitori	■□□	↓	■■□	↑
Interruzione del servizio offerto (es. fornitura energetica) ai clienti per cause riconducibili ad Eni	■□□	↓	■□□	↓
Episodi di corruzione e condotta illecita con possibili ripercussioni economiche su mercati e imprese causati anche da pratiche di evasione fiscale, monopolistiche e di lobbying	■■□	↓	■■■	=
Perdita di posti di lavoro e mancato sviluppo delle competenze dei dipendenti per la chiusura di stabilimenti o siti	■□□	↑	■■□	↑
Violazioni dei diritti e del benessere delle comunità e reinsediamenti involontari, non equa compensazione e sfruttamento delle risorse naturali ai danni delle comunità locali ed inefficienze della rete di distribuzione con effetti su comunità e ambiente	■■□	↓	■■■	↑
Perdita di dati e informazioni sensibili di dipendenti, clienti, partner, etc.	■■□	↓	■■■	↑

(66) Nel 2023 circa 7.500 stakeholder sono stati ingaggiati per l'analisi di materialità.
(67) Rispetto alla precedente analisi, nel 2023 alcuni temi hanno subito variazioni: (i) nel tema "Salute e sicurezza sul lavoro e di processo" è confluito il tema "asset integrity"; (ii) sono stati accorpati: "Sviluppo locale" e "Accesso all'energia"; "Innovazione" e "Digitalizzazione e Cyber Security"; (iii) Suddivisione del tema "Riduzione degli impatti ambientali" nei temi: "Inquinamento", "Biodiversità ed ecosistemi", "Risorse idriche"; (iv) "Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale" è stato modificato in "Condotta delle imprese".

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016, che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards) ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla Società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", (ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 –, (iii) "Standard 207: Tax" del 2019 e (iv) "Standard 306: Waste" del 2020. Inoltre, si è tenuto in considerazione il Sector Standard GRI relativo all'Oil & Gas pubblicato nel 2021 e obbligatorio dallo scorso anno. Inoltre, sono state considerate le metriche "core" del WEF definite nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" e sono state recepite le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall'art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (cd. "Regolamento Tassonomia") e dei Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L'esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. 198-221).

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle dell'analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2021-2023. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2023 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. I dati sono anche soggetti a revisione e approvazione da parte degli organi competenti e del CdA. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di software aziendali specifici per area tematica. Tali dati vengono inviati ad una piattaforma dedicata a tracciare e storicizzare tutti i dati pubblicati da Eni nella DNF, permettendo anche di tracciare il controllo e l'approvazione di tali dati da parte dei relativi Process Owner.

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla Società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

i) per i KPI relativi a sicurezza, energia e ambiente il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota[68], considerate operate/cooperate;
ii) i KPI relativi agli indicatori emissivi fanno riferimento alle stesse società considerate per i KPI sicurezza, energia e ambiente; alcuni indicatori invece sono rappresentati in vista equity;
iii) il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, incluso l'indice OIFR, che si riferiscono alle sole società consolidate);
iv) relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione, il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
v) relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto;
vi) il perimetro riferito ai dati afferenti i fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
vii) infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni;
viii) relativamente all'indicatore "fornitori oggetto di assessment", questo fa riferimento ai processi gestiti dalle società in perimetro; l'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA e ai fornitori locali di alcune società[69];
ix) per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati, il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2023 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Si segnala che, dove non diversamente specificato, i dati riportati non includono il gruppo Novamont, in quanto entrato recentemente nel perimetro, ed è in corso l'allineamento dei sistemi rispetto ai requisiti Eni.

La selezione della Società di revisione indipendente chiamata ad attestare le informazioni e i dati contenuti nella DNF è gestita attraverso gara di appalto così come previsto dalla normativa vigente. Inoltre, l'attività condotta dalla Società di revisione indipendente è sottoposta all'attenzione del Comitato Controllo e Rischi, Comitato Sostenibilità e Scenari, Collegio Sindacale e Consiglio di Amministrazione.

(68) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società operate/cooperate: Agiba Petroleum Co; Cardon IV SA; Eni Iran BV; Groupment Sonatrach-Eni; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; LLC "EniEnerghia"; Petrobel Belayim Petroleum Co; Eni Gas Transport Services Srl; DLNG Service SAE; Société énergies renouvelables Eni-Etap (Seree); Eni Montenegro B.V.; Eni Myanmar B.V.; OOC In Amenas; OOC In Salah; Costiero Gas Livorno SpA; SeaPad S.p.A.; Società Oleodotti Meridionali - SOM S.p.A.; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Esacontrol SA; Oléoduc du Rhone SA; Tecnoesa SA; Brindisi Servizi Generali S. c. a r. l.(BSG); Ravenna Servizi Industriali S.C.p.A. (RSI); Servizi Porto Marghera S.c.a.r.l. (SPM); Finproject Brasil Industria De Solados Eireli ; Padanaplast America LLC ; Finproject Viet Nam Company Limited; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA; Oleodotto del Reno SA; Società Enipower Ferrara Srl - Ferrara; EniProgetti Egypt Ltd; Eniverse Ventures Srl; Enivibes S.r.l.
(69) Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo e Eni Indonesia.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
Emissioni GHG	**Scope 1**: le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO_2 equivalente è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. Non comprende i contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica. **Scope 2**: sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno e comprendono i CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO_2 equivalente è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. Non comprende i contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica. Sono rendicontate secondo approccio "location based" (la vista "market-based" sarà integrata a partire dal prossimo ciclo di reporting). **Scope 3**: emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream. Le emissioni comprendono i CO_2, CH_4 e N_2O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO_2 equivalente è 25 per il CH_4 e 298 per l'N_2O. Poiché l'indicatore si riferisce alla produzione equity O&G Upstream, le emissioni non comprendono i contributi di emissioni di CO_2 di origine biogenica.
Intensità di emissioni	Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO_2, CH_4 e N_2O e sono contabilizzate al 100%. • Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. • R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati). • Enipower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano). • Intensità emissiva di metano upstream: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m^3 di CH_4 e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.
Efficienza operativa	L'indicatore misura l'intensità emissiva (Scope 1 e 2) per unità di produzione energetica (espressa in kboe), monitorandone quindi il grado di efficientamento in un contesto di decarbonizzazione. L'indicatore è riferito ai principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni). In particolare si specifica che: • Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica; • R&M: incluse solo le raffinerie; • Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; • Enipower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.
Intensità energetica	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.
Net carbon footprint	**Net Carbon Footprint Eni**: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS). **Net Carbon Footprint Upstream**: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset Upstream operati da Eni e da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da NCS.
Net GHG lifecycle emissions	L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS). A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendiconta in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni Scope 3 associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.
Net GHG emissions	L'indicatore è calcolato coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol, IPIECA) e comprende tutte le emissioni Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream. Questo indicatore si differenzia rispetto al Net GHG Lifecycle Emissions che, invece, tiene conto di tutte le emissioni Scope 1+2+3 dei prodotti energetici venduti da Eni secondo un approccio lifecycle, ed è applicato a un perimetro esteso che comprende anche i prodotti generati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni).
Net carbon intensity	L'indicatore è calcolato come rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni, contabilizzate su base equity.

KPI	METODOLOGIA
Capacità installata da rinnovabili	L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion", che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
Energia consumata	Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in milioni di gigajoule - GJ - (unità di misura comune) secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; (ii) per ciascun vettore energetico viene quindi calcolato il consumo Eni come somma dei valori di produzione e import da società esterne al perimetro di consolidamento Eni, a cui vengono poi sottratti i valori di export a società esterne al perimetro di consolidamento Eni (ai fini del calcolo del bilancio energetico Eni, il consolidamento dei dati avviene escludendo gli scambi interni tra siti/società del gruppo); (iii) la somma in milioni di gigajoule dei consumi di tutti i singoli vettori energetici rappresenta il bilancio energetico Eni. In particolare, i parametri considerati sono: (i) consumo totale di energia (con il di cui relativo a consumo di fonti primarie, energia primaria acquistata da terzi (energia elettrica, vapore e calore diretto di processo) e consumo di idrogeno); (ii) consumo di energia da fonti rinnovabili; (iii) vendita di energia elettrica; (iv) vendita di calore e vapore.
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
Lavoratori non dipendenti	In merito ai lavoratori non dipendenti il cui lavoro è controllato dall'organizzazione è stato considerato il personale somministrato in Italia e all'estero.
Relazioni industriali	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
Remunerazione	**Gender Pay Ratio**: Il Gender Pay Ratio è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola categoria professionale e per la popolazione complessiva. **Variazione della retribuzione dell'AD/DG e della mediana dipendenti**: Variazione percentuale rispetto all'anno precedente della retribuzione complessiva dell'AD/DG e della mediana dei dipendenti Italia ed estero. La sede operativa significativa è costituita dall'Italia, che è sede dell'headquarter e impiega oltre i due terzi dei dipendenti.
Congedo parentale	Il tasso di rientro relativo al congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che sono rientrate dal congedo parentale dopo averne usufruito e il numero delle persone che hanno usufruito del congedo parentale all'interno dell'anno 2023.
Ore di formazione	Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
Dirigenti e quadri locali all'estero	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
Tasso di turnover	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
Diversity negli organi di controllo	In riferimento agli indicatori "Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni" e "Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni": per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.
Sicurezza	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. **TRIR**: indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. **Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze**: infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Il valore riportato è la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso. **Near miss**: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche del rischio Paese. **Incidente di sicurezza di processo**: perdita di contenimento primario (rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili) da un "processo". Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

KPI	METODOLOGIA
Salute	**Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi**: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. **Casi registrabili di malattie professionali**: numero di denunce di malattia professionale. **Tipologie principali di malattie**: le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
Biodiversità	**Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA)**: siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA)**: siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento). **Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione**: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme - World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese. **Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità**: i potenziali impatti possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture associate, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrolchimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni climalteranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animale, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini, sbiancamento dei coralli). Per le attività connesse alle rinnovabili oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci. **Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di operatività dell'organizzazione**: la fonte del dato è il database "IUCN Red List Spatial Data" che contiene valutazioni globali sulle specie per gruppi tassonomici. I dati spaziali della distribuzione delle specie sono scaricati in formato shapefile ESRI nel loro ultimo aggiornamento dal database e caricati nei sistemi ARCGIS di Eni dove viene verificato il numero totale di specie che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione, classificate secondo il livello di rischio di estinzione: in pericolo critico, in pericolo, vulnerabile, quasi minacciata, minor preoccupazione. Le specie di categoria "Data Deficent", sono specie con mancanza di dati per le quali non è possibile attribuire una categoria di rischio. Nell'interpretare i dati è importante segnalare che l'analisi è soggetta alle limitazioni intrinseche associate alla mappatura globale delle specie ed è sensibile agli aggiornamenti periodici del database, in quanto ogni anno viene mappato un numero crescente di specie.

KPI	METODOLOGIA
Risorsa idrica	**Prelievi idrici**: somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. **Scarichi idrici**: Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento. **Acqua di mare**: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg. **Acqua salmastra**: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) compreso tra i 2.000 mg/l e i 30.000 mg/l. **Acqua dolce**: acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg/l. Tale limite per acqua dolce, conforme a quanto previsto dalla guida IPIECA/API/IOGP 2020, è più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 mg/l).
Spill	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. Per gli oil spill da sabotaggio le tempistiche di chiusura di alcune investigazioni e successiva registrazione del dato possono essere dilatate a causa della durata delle investigazioni stesse.
Rifiuti	**Rifiuti da attività produttiva**: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. **Rifiuti da attività di bonifica**: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento. **Possibili impatti negativi legati ai rifiuti**: perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta ad un'eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino, consumo di suolo legato agli impianti di destino dei rifiuti, ricadute legali e reputazionali connesse alle eventuali contestazioni. Il trattamento dei rifiuti presso impianti terzi fuori sito deriva dall'indisponibilità presso il sito di idonei impianti e/o di requisiti legali per poterlo effettuare; a titolo esemplificativo, all'interno della UE lo svolgimento di operazioni di trattamento dei rifiuti è subordinato al possesso di adeguati titoli autorizzativi. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi; la differenza tra i rifiuti prodotti e quelli avviati a recupero/smaltimento può derivare sia da una variazione dei quantitativi in deposito che dal fatto che il peso dei rifiuti prodotti deve essere spesso stimato, mentre quello dei rifiuti conferiti può essere più frequentemente rilevato in uscita dal sito o presso l'impianto di destino. Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.
Tutela dell'aria	**NO_x**: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc., comprese emissioni di NO ed NO_2, ed escluse N_2O. **SO_x**: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. **NMVOC**: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. **PM**: emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
Contratti di security con clausole sui diritti umani	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
Segnalazioni	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).

KPI	METODOLOGIA
FORNITORI	
Fornitori oggetto di assessment	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori valutati a fronte di almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo, Eni Indonesia. Sono escluse dall'ambito di applicazione gli approvvigionamenti di: materie prime, semi-lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia), servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (ad esempio oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento), utilities del processo di produzione (ad esempio energia elettrica, idrogeno), servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale, finalizzati a garantire il regolare svolgimento delle attività produttive, servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva), prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti, certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi), titoli minerari, servizi o prodotti finanziari, beni immobili (terreni e fabbricati, ivi incluse le locazioni), contratti di intermediazione, contratti di joint venture, incarichi di assistenza legale stragiudiziale e tecnica nell'ambito del diritto societario e/o in materia di corporate governance, incarichi per servizi notarili, contratti di assicurazioni, incarichi a Broker assicurativi e compagnie assicurative e riassicurative, contratti con gli operatori della rete commerciale, accordi di co-marketing e partnership commerciali, registrazione e/o acquisto di domini internet, contratti di collaborazione con persone iscritte all'ordine dei giornalisti, contratti per l'acquisto di informazioni e "data package" inerenti a dati connessi con l'attività esplorativa (es. dati geofisici, geologici, etc.) direttamente da compagnie petrolifere di Stato e/o Enti Governativi, Compagnie Concessionarie o proprietarie dei dati, limitatamente a "bid-round" urgenti, incarichi ad advisor finanziari per operazioni di merger&acquisition, project financing e capital market, incarichi relativi a pareri in materia amministrativo-contabile/fiscale e di incarichi per assistenza giudiziale nell'ambito del contenzioso tributario, incarichi inerenti a casi di emergenza ai fini della tutela della salute, della sicurezza, dell'ambiente e dell'incolumità pubblica disposti direttamente dalle posizioni aziendali competenti (Datori di Lavoro), contratti/accordi di sponsorizzazione, contratti/accordi relativi a iniziative no-profit, acquisti di spazi espositivi, incarichi a legali esterni, incarichi di consulenza tecnica in ambito giudiziale e stragiudiziale, accordi di collaborazione/cooperazione R&D, contratti per l'acquisizione da terze parti di licenze d'uso e brevetti relativi all'area di ricerca e sviluppo o per la concessione di una licenza d'uso e la cessione della proprietà di know-how Eni, incarichi, sia in ambito giudiziale sia stragiudiziale, di assistenza legale e tecnica in materia di lavoro, sindacale e previdenziale, contratti di lavoro e contratti di somministrazione di lavoro, servizi a supporto delle attività di orientamento, reperimento ed employer branding, acquisizione di attività formativa erogata da enti esterni presso le proprie sedi e rivolta indistintamente al pubblico, contratti di acquisto di beni e servizi di security, incarichi di revisione legale dei conti e altri incarichi strettamente connessi alle attività di revisione legale dei conti, fatta eccezione per la stipula degli eventuali accordi quadro che vengono sottoscritti dalla funzione approvvigionamenti di Eni spa, contratti stipulati con i componenti esterni degli Organismi di Vigilanza, altre forme di contratti di collaborazione oltre a quelle sopra elencate, incarichi ad avvocati e professionisti, singoli o associati, per assistenza specialistica stragiudiziale e incarichi di consulenza tecnica in ambito stragiudiziale, di competenza della funzione Compliance Integrata; incarichi in relazione a tematiche regolatorie.
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
Country-by-country report	La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).
Formazione anti-corruzione	**E-learning** rivolto a risorse in contesto a **medio/alto rischio di corruzione**. **E-learning** rivolto a risorse in contesto a **basso rischio corruzione**. **Workshop generale**: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. **Job specific training**: eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.
Valore economico	Il valore economico generato rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. Una parte significativa di questo valore viene a sua volta distribuito (valore economico distribuito), sotto forma di: costi operativi, salari e stipendi per i dipendenti, pagamenti ai fornitori di capitale e pagamenti alla Pubblica Amministrazione. La quota residuale di valore economico generato che non viene distribuito costituisce il valore economico trattenuto. Il valore economico generato è calcolato facendo riferimento alle singole voci degli Schemi di Bilancio pubblicati nella Relazione Finanziaria Consolidata di Eni.
Contributi politici	Come riportato nel Codice Etico: "non eroghiamo contributi a partiti, movimenti, comitati e organizzazioni politiche e sindacali e non utilizziamo impropriamente il nome della nostra azienda in interazioni personali con partiti, movimenti e comitati politici".

KPI	METODOLOGIA
SVILUPPO LOCALE	
Investimenti per lo sviluppo locale	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socioeconomico sostenibile delle comunità nei contesti operativi. **I potenziali impatti sulle comunità locali** possono variare in base alla tipologia e localizzazione di ciascun progetto di business. Di seguito si descrivono quelli relativi alla fase di esplorazione e di sviluppo del business: **Impatti negativi legati alle attività esplorative**: displacement socio-economico, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, potenziale danneggiamento di edifici e patrimonio storico, potenziali violazioni standard di lavoro sub contrattisti, compensazione non adeguata degli impatti, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte. **Impatti negativi legati alle attività di sviluppo del business**: displacement socioeconomico, resettlement, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, aumento del costo della vita e dei servizi nelle aree intorno l'impianto, ritardo nell'implementazione dei progetti di sviluppo, distorsione del mercato locale dovuto alle compensazioni e ad un generale incremento del costo della vita, ricadute sociali degli impatti ambientali come rumore, traffico indotto e modificazione del paesaggio, impatti sugli usi e costumi delle popolazioni locali, mancato coinvolgimento nel processo approvativo delle minoranze e degli indigenous people, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte, induzione di flussi migratori causati dalle attività di business, impatti sulla salute delle comunità, modifica degli stili di viti delle comunità, potenziale aumento della criminalità, aumentata pressione sui servizi alla popolazione, modifica sulla struttura socio-produttiva locale e potenziale impatto su alcuni servizi essenziali o produzione di beni primari, modifiche al sistema fondiario tradizionale. Minor accesso alle risorse naturali da parte delle comunità.
Spesa verso fornitori locali	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2023 verso i fornitori locali. La definizione di "Spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati in termini di normative locali e approcci locali utilizzati nella gestione del local content: (i) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una joint venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la joint venture); (ii) "Metodo Valuta locale" (Kazakhstan, Marocco, Albania): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; (iii) "Metodo della registrazione nel Paese" (Algeria, Belgio, Cipro, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Francia, Germania, Grecia, Indonesia, Iraq, Kenya, Libia, Mozambico, Nigeria, Oman, Spagna, Tunisia, Turkmenistan, UK, Ungheria, USA, Venezuela, Vietnam): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); (iv) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo, Messico e Australia): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 2022-2025 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.

GRI CONTENT INDEX

Dichiarazione d'utilizzo	Eni ha redatto "in accordance" agli standard GRI per il periodo di rendicontazione 01/01/2022 - 31/12/2022
GRI 1 utilizzato	GRI 1: Foundation 2021
GRI Sector Standard applicabili	GRI 11: Oil & Gas Sector Standard 2021

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 2: DISCLOSURE GENERALE 2021				
L'organizzazione e le sue prassi di rendicontazione				
2-1	Dettagli organizzativi		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-70; 78-95 https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html	
2-2	Entità incluse nella rendicontazione di sostenibilità dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 224-225	
2-3	Periodo di rendicontazione, frequenza e punto di contatto		DNF 2023, pagg. 224-225	
2-4	Revisione delle informazioni		DNF 2023, pagg. 170; 185; 189; 224-225	
2-5	Assurance esterna		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 2	
Attività e lavoratori				
2-6	Attività, catena del valore e altri rapporti di business		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-71; 78-95	
2-7	Dipendenti		DNF 2023, pagg. 171-177; 227	
2-8	Lavoratori non dipendenti		DNF 2023, pagg. 176; 227	
Governance				
2-9	Struttura e composizione della governance	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-10	Nomina e selezione del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-11	Presidente del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-12	Ruolo del massimo organo di governo nel controllo della gestione degli impatti	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	
2-13	Delega di responsabilità per la gestione degli impatti		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43 DNF 2023, pagg. 164-165	
2-14	Ruolo del massimo organo di governo nella rendicontazione di sostenibilità		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	
2-15	Conflitti d'interesse		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 41-43	
2-16	Comunicazione delle criticità		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21; 41-43	
2-17	Conoscenze collettive del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-18	Valutazione della performance del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-19	Norme riguardanti le remunerazioni		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-20	Procedura di determinazione della remunerazione		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-21	Rapporto di retribuzione totale annuale		DNF 2023, pagg. 172; 175; 224-225 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
Strategia, politiche e prassi				
2-22	Dichiarazione sulla strategia di sviluppo sostenibile		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 22-25 DNF 2023, pag. 154	
2-23	Impegno in termini di policy		DNF 2023, pagg. 154-157	
2-24	Integrazione degli impegni in termini di policy		DNF 2023, pagg. 154-157	
2-25	Processi volti a rimediare agli impatti negativi		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pagg. 160-161 Inoltre, si vedano i riferimenti di pagina per quanto riguarda le richieste relative all'indicatore GRI 3-3 per ciascun tema materiale	
2-26	Meccanismi per richiedere chiarimenti e sollevare preoccupazioni	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pag. 196	
2-27	Conformità a leggi e regolamenti		DNF 2023, pagg. 209-211	
2-28	Appartenenza ad associazioni		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
Coinvolgimento degli stakeholder				
2-29	Approccio al coinvolgimento degli stakeholder	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
2-30	Contratti collettivi		DNF 2023, pagg. 172; 175; 177; 224-225	
GRI 3: TEMI MATERIALI				
Informative sui temi materiali				
3-1	Processo di determinazione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 222-223	
3-2	Elenco dei temi materiali	■	DNF 2023, pagg. 222-223	
3-3	Gestione dei temi materiali		Incluso nelle specifiche sezioni	

Aspetto Materiale/ Standard GRI[a]	Descrizione/Disclosure GRI[b]	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
Contrasto al cambiamento climatico e tecnologie low carbon **Riduzione delle emissioni GHG; Sviluppo di tecnologie low carbon**				
3-3 (11.1.1, 11.2.1, 11.3.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 164-170; 222-223	
GRI 201: Performance economiche 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
201-2 (11.2.2)	Implicazioni finanziarie e altri rischi e opportunità dovuti al cambiamento climatico		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 132-134 DNF 2023, pagg. 162-163; 165-166	
GRI 302: Energia 2016			**Perimetro: interno**	
302-1 (11.1.2)	Energia consumata all'interno dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
302-2 (11.1.3)	Energia consumata al di fuori dell'organizzazione			Informazione non disponibile. Si valuterà la rendicontazione in considerazione della disponibilità di una metodologia applicabile
302-3 (11.1.4)	Intensità energetica		DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
GRI 305: Emissioni 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
305-1 (11.1.5)	Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-2 (11.1.6)	Emissioni indirette di GHG da consumi energetici (Scope 2)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-3 (11.1.7)	Altre emissioni indirette di GHG (Scope 3)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-4 (11.1.8)	Intensità delle emissioni di GHG		DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-5 (11.2.3)	Riduzione delle emissioni di GHG		DNF 2023, pagg. 167-170	
305-7 (11.3.2)	Ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), e altre emissioni significative		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
Sviluppo del capitale umano **Occupazione; Formazione**				
3-3 (11.10.1, 11.11.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
GRI 401: Occupazione 2016			**Perimetro: interno**	
401-1 (11.10.2)	Nuove assunzioni e turnover	■	DNF 2023, pagg. 173-174; 176; 227	
401-2 (11.10.3)	Benefit previsti per i dipendenti a tempo pieno, ma non per i dipendenti part-time o con contratto a tempo determinato		DNF 2023, pagg. 172-173	
GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016			**Perimetro: interno**	
402-1 (11.10.5)	Periodo minimo di preavviso per cambiamenti operativi		DNF 2023, pag. 227	
GRI 404: Formazione e istruzione 2016			**Perimetro: interno**	
404-1 (11.10.6, 11.11.4)	Ore medie di formazione annua per dipendente	■	DNF 2023, pagg. 174-175; 177; 227	
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale		Eni for 2023 - A just transition Eni for 2023 - Performance di sostenibilità DNF 2023, pagg. 171-172; 175	
Diversità, inclusione e work-life balance				
3-3 (11.10.1, 11.11.1, 11.14.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
GRI 202: Presenza sul mercato 2016			**Perimetro: interno**	
202-2 (11.11.2, 11.14.3)	Proporzione di senior manager assunti dalla comunità locale		DNF 2023, pagg. 176; 227	
GRI 401: Occupazione 2016			**Perimetro: interno**	
401-3 (11.10.4, 11.11.3)	Congedo parentale		DNF 2023, pagg. 176; 227	Informazioni relative al punto d. e punto e. (solo relativamente al tasso di retention) non disponibili. Eni si impegna a coprire l'indicatore nei prossimi cicli di reporting

Aspetto Materiale/ Standard GRI[a]	Descrizione/Disclosure GRI[b]	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 405: Diversità e pari opportunità 2016			**Perimetro: interno**	
405-1 (11.11.5)	Diversità negli organi di governo e tra i dipendenti	■	DNF 2023, pagg. 176; 227 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 34	
405-2 (11.11.6)	Rapporto dello stipendio base e retribuzione delle donne rispetto agli uomini	■	DNF 2023, pagg. 175; 177; 227	
Salute e sicurezza dei lavoratori				
3-3 (11.9.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 178-180; 222-223	
GRI 403: Salute e sicurezza sul lavoro 2018			**Perimetro: interno ed esterno (fornitori)**	
403-1 (11.9.2)	Sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-2 (11.9.3)	Identificazione dei pericoli, valutazione dei rischi e indagini sugli incidenti		DNF 2023, pagg. 178-180	
403-3 (11.9.4)	Servizi di medicina del lavoro		DNF 2023, pag. 173	
403-4 (11.9.5)	Partecipazione e consultazione dei lavoratori e comunicazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-5 (11.9.6)	Formazione dei lavoratori in materia di salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pag. 178	
403-6 (11.9.7)	Promozione della salute dei lavoratori	■	DNF 2023, pagg. 158-159; 173	
403-7 (11.9.8)	Prevenzione e mitigazione degli impatti in materia di salute e sicurezza sul lavoro all'interno delle relazioni commerciali		DNF 2023, pagg. 173; 178-180	
403-8 (11.9.9)	Lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pag. 179	
403-9 (11.9.10)	Infortuni sul lavoro	■	DNF 2023, pagg. 179-180; 227	
403-10 (11.9.11)	Malattie professionali		DNF 2023, pagg. 175; 177; 228	
Asset integrity				
3-3 (11.8.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 181-182; 222-223	
GRI 306: Scarichi idrici e rifiuti 2016			**Perimetro: interno**	
306-3 (11.8.2)	Sversamenti significativi		DNF 2023, pagg. 181-183; 229	
Riduzione degli impatti ambientali **Bonifiche e rifiuti; Risorsa idrica; Oil spill; Qualità dell'aria; Biodiversità**				
3-3 (11.4.1, 11.6.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-184; 222-223	
GRI 303: Acqua e scarichi idrici 2018			**Perimetro: interno**	
303-1 (11.6.2)	Interazione con l'acqua come risorsa condivisa		DNF 2023, pagg. 180-181	
303-2 (11.6.3)	Gestione degli impatti legati allo scarico d'acqua		DNF 2023, pagg. 180-181	
303-3 (11.6.4)	Prelievo idrico	■	DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-4 (11.6.5)	Scarico di acqua		DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-5 (11.6.6)	Consumo di acqua		DNF 2023, pagg. 182-183; 185	
GRI 304: Biodiversità 2016			**Perimetro: interno**	
304-1 (11.4.2)	Siti operativi di proprietà, detenuti in locazione, gestiti in (o adiacenti ad) aree protette e aree a elevato valore di biodiversità esterne alle aree protette	■	DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-2 (11.4.3)	Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità		DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-3 (11.4.4)	Habitat protetti o ripristinati		DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-4 (11.4.5)	Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 186; 228	

Aspetto Materiale/ Standard GRI[a]	Descrizione/Disclosure GRI[b]	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
ECONOMIA CIRCOLARE				
3-3 (11.5.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-181; 222-223	
GRI 306: Rifiuti 2020			**Perimetro: interno**	
306-1 (11.5.2)	Produzione di rifiuti e impatti significativi connessi ai rifiuti		DNF 2023, pagg. 180-181	
306-2 (11.5.3)	Gestione degli impatti significativi connessi ai rifiuti		DNF 2023, pagg. 180-181	
306-3 (11.5.4)	Rifiuti prodotti		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-4 (11.5.5)	Rifiuti non destinati a smaltimento		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-5 (11.5.6)	Rifiuti destinati allo smaltimento		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
Tutela dei diritti umani lavoratori **Lavoratori; Comunità; Catena di fornitura; Security**				
3-3 (11.11.1, 11.13.1, 11.18.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 186-188; 222-223	
GRI 406: Non discriminazione 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
406-1 (11.11.7)	Episodi di discriminazione e misure correttive adottate		DNF 2023, pagg. 188-189; 229	
GRI 407: Libertà di associazione e contrattazione collettiva 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
407-1 (11.13.2)	Attività e fornitori in cui il diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva può essere a rischio		DNF 2023, pagg. 186-188	
GRI 410: Pratiche per la sicurezza 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
410-1 (11.18.2)	Personale addetto alla sicurezza formato sulle politiche o procedure riguardanti i diritti umani		DNF 2023, pagg. 188-189; 229	
Gestione responsabile della catena di fornitura				
3-3 (11.10.1, 11.12.1, 11.17.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 190; 222-223	
GRI 409: Lavoro forzato o obbligatorio 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
409-1 (11.12.2)	Attività e fornitori a rischio significativo di episodi di lavoro forzato o obbligatorio	■	DNF 2023, pagg. 187; 229	
GRI 411: Diritti dei popoli indigeni 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
411-1 (11.17.2)	Episodi di violazione dei diritti dei popoli indigeni		DNF 2023, pag. 187	
GRI 414: Valutazione sociale dei fornitori 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
414-1 (11.10.8, 11.12.3)	Nuovi fornitori che sono stati sottoposti a valutazione attraverso l'utilizzo di criteri sociali		DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
414-2 (11.10.9)	Impatti sociali negativi sulla catena di fornitura e azioni intraprese		DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
Relazioni con i clienti				
3-3 (11.3.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 160-161; 178; 222-223 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
GRI 416: Salute e sicurezza dei clienti 2016			**Perimetro: interno**	
416-1 (11.3.3)	Valutazione degli impatti sulla salute e sulla sicurezza per categorie di prodotto e servizi		DNF 2023, pagg. 158-159; 178-179	
Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
3-3 (11.19.1, 11.20.1, 11.21.1, 11.22.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 191-193; 222-223	
GRI 206: Comportamento anticoncorrenziale 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
206-1 (11.19.2)	Azioni legali per comportamento anticoncorrenziale, antitrust e pratiche monopolistiche		Relazione Finanziaria Annuale 2023, sezione contenziosi RFA DNF 2023, pagg. 209	
GRI 205: Anticorruzione 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
205-1 (11.20.2)	Operazioni valutate per i rischi legati alla corruzione		DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-2 (11.20.3)	Comunicazione e formazione in materia di politiche e procedure anticorruzione	■	DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-3 (11.20.4)	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	■	DNF 2023, pagg. 191-194; 230	

Aspetto Materiale/ Standard GRI[a]	Descrizione/Disclosure GRI[b]	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 207: Imposte 2019			**Perimetro: interno**	
207-1 (11.21.4)	Approccio alla fiscalità		DNF 2023, pag. 193	
207-2 (11.21.5)	Governance fiscale, controllo e gestione del rischio		DNF 2023, pag. 193	
207-3 (11.21.6)	Coinvolgimento degli stakeholder e gestione delle preoccupazioni in materia fiscale		DNF 2023, pag. 193	
207-4 (11.21.7)	Rendicontazione Paese per Paese		DNF 2023, pagg. 193; 230 Per maggiori informazioni si veda la nota 28 del Bilancio consolidato	
GRI 415: Politica pubblica 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
415-1 (11.22.2)	Contributi politici		DNF 2023, pag. 230	
Chiusura e ripristino				
3-3 (11.7.1. 11.1.10)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-173; 222-223	
GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016			**Perimetro: interno**	
402-1 (11.7.2)	Periodo minimo di preavviso per i cambiamenti operativi		DNF 2023, pag. 227	
GRI 404: Formazione e istruzione 2016			**Perimetro: interno**	
404-2 (11.7.3, 11.10.7)	Programmi di aggiornamento delle competenze dei dipendenti e programmi di assistenza alla transizione		DNF 2023, pagg. 171-172	
Sviluppo locale **Local Content; Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private**				
3-3 (11.14.1, 11.15.1, 11.16.1, 11.21.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 191-193; 195-196; 222-223	
GRI 201: Performance economiche 2016			**Perimetro: interno**	
201-1 (11.14.2, 11.21.2)	Valore economico direttamente generato e distribuito	■	DNF 2023, pagg. 194; 230	
201-4 (11.21.3)	Assistenza finanziaria ricevuta dal governo	■	DNF 2023, pag. 194	
GRI 203: Impatti economici indiretti 2016			**Perimetro: interno**	
203-1 (11.14.4)	Investimenti infrastrutturali e servizi finanziari		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
203-2 (11.14.5)	Impatti economici indiretti significativi		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
GRI 204: Pratiche di approvvigionamento 2016			**Perimetro: interno ed esterno**	
204-1 (11.14.6)	Proporzione di spesa verso fornitori locali		DNF 2023, pagg. 195; 231	
GRI 413: Comunità locali 2016			**Perimetro: interno**	
413-1 (11.15.2)	Attività che prevedono il coinvolgimento delle comunità locali, valutazioni d'impatto e programmi di sviluppo		DNF 2023, 195-197; 231	
413-2 (11.15.3)	Attività con impatti negativi, potenziali e attuali significativi sulle comunità locali		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
Accesso all'energia				
Accesso all'energia - Approccio di gestione			**Perimetro: interno**	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 195-196; 222-223	
Innovazione				
Innovazione - Approccio di gestione			**Perimetro: interno**	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	
Digitalizzazione e Cyber Security				
Digitalizzazione e Cyber Security - Approccio di gestione			**Perimetro: interno**	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	

(a) Per ogni tema materiale, sono riportati gli indicatori del GRI Standard mentre tra parentesi sono riportati gli indicatori del GRI 11: Oil & Gas Sector Standard.
(b) Gli indicatori con il simbolo ■ sono richiesti anche dalle metriche "core" definite dal World Economic Forum (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020.

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2023 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 51 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017):

Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2023 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: NAOC - Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni UK Ltd, Eni México S. de RL de CV, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc e Eni ULX Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2023.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Programma di buy-back

L'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, ha autorizzato un programma di buy-back per l'ammontare di €2,2 miliardi fino a un massimo di €3,5 miliardi per l'anno. La prima tranche del programma di acquisto di azioni proprie 2023 avviato il 12 maggio 2023, si è conclusa ad agosto con l'acquisto di 62 milioni di azioni proprie (pari all'1,84% del capitale sociale) per un costo complessivo di €825 milioni. La seconda tranche del programma di buy-back 2023 avviata a settembre e conclusa a marzo 2024 con l'acquisto di 91,5 milioni di azioni proprie (pari al 2,71% del capitale sociale) pari a €1,375 miliardi.

Considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'annullamento di 195.550.084 azioni proprie deliberato dall'Assemblea il 10 maggio 2023, gli acquisti effettuati dall'avvio del programma di buyback in data 12 maggio 2023 nonché l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020, a marzo 2024 Eni detiene n. 181.668.440 azioni proprie pari al 5,38% del capitale sociale.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00675.

Capacità installata da rinnovabili Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Greenhouse Gases (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

Indice di efficienza operativa Eni Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG upstream Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/under lifting Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement (PSA) Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030.

Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org.

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

ABBREVIAZIONI

/a	anno	**mgl**	migliaia
bbl	barili	**mld**	miliardi
bbl/g	barili/giorno	**mln**	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	**n.**	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	**NGL**	Natural Gas Liquids
/g	giorno	**PCA**	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	**ppm**	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	**PSA**	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	**tep**	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	**ton**	tonnellate
mc	metri cubi	**TWh**	Terawattora

2 BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio 244
Note al bilancio consolidato 252
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 366
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 387

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	Note	31.12.2023 Totale	31.12.2023 di cui verso parti correlate	31.12.2022 Totale	31.12.2022 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	10.193	*3*	10.155	*10*
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	6.782		8.251	
Altre attività finanziarie	(17)	896	*19*	1.504	*16*
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	16.551	*1.363*	20.840	*2.427*
Rimanenze	(9)	6.186		7.709	
Attività per imposte sul reddito	(10)	460		317	
Altre attività	(11) (24)	5.637	*32*	12.821	*341*
		46.705		**61.597**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	56.299		56.332	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	4.834		4.446	
Attività immateriali	(14)	6.379		5.525	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.576		1.786	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	12.630		12.092	
Altre partecipazioni	(16)	1.256		1.202	
Altre attività finanziarie	(17)	2.301	*1.840*	1.967	*1.631*
Attività per imposte anticipate	(23)	4.482		4.569	
Attività per imposte sul reddito	(10)	142		114	
Altre attività	(11) (24)	3.393	*168*	2.236	*26*
		93.292		**90.269**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**2.609**		**264**	
TOTALE ATTIVITÀ		**142.606**		**152.130**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.092	*222*	4.446	*307*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	2.921	*21*	3.097	*36*
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	1.128	*21*	884	*35*
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	20.654	*4.245*	25.709	*3.203*
Passività per imposte sul reddito	(10)	1.685		2.108	
Altre passività	(11) (24)	5.579	*62*	12.473	*232*
		36.059		**48.717**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	21.716	*65*	19.374	*26*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.208	*6*	4.067	*28*
Fondi per rischi e oneri	(21)	15.533		15.267	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	748		786	
Passività per imposte differite	(23)	4.702		5.094	
Passività per imposte sul reddito	(10)	38		253	
Altre passività	(11) (24)	4.096	*511*	3.234	*462*
		51.041		**48.075**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	**1.862**		**108**	
TOTALE PASSIVITÀ		**88.962**		**96.900**	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		32.988		23.455	
Riserve per differenze cambio da conversione		5.238		7.564	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.515		8.785	
Azioni proprie		(2.333)		(2.937)	
Utile dell'esercizio		4.771		13.887	
Totale patrimonio netto di Eni		**53.184**		**54.759**	
Interessenze di terzi		**460**		**471**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	**53.644**		**55.230**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**142.606**		**152.130**	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2022 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2023 Totale	2023 di cui verso parti correlate	2022 Totale	2022 di cui verso parti correlate	2021 Totale	2021 di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		93.717	*4.322*	132.512	*10.872*	76.575	*3.000*
Altri ricavi e proventi		1.099	*156*	1.175	*156*	1.196	*52*
TOTALE RICAVI	(29)	**94.816**		**133.687**		**77.771**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(73.836)	*(15.885)*	(102.529)	*(15.327)*	(55.549)	*(8.644)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(249)	*5*	47	*(2)*	(279)	*(6)*
Costo lavoro	(30)	(3.136)	*(8)*	(3.015)	*(18)*	(2.888)	*(21)*
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	478	*17*	(1.736)	*3.306*	903	*735*
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.479)		(7.205)		(7.063)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(1.802)		(1.140)		(167)	
Radiazioni	(12) (14)	(535)		(599)		(387)	
UTILE OPERATIVO		**8.257**		**17.510**		**12.341**	
Proventi finanziari	(31)	7.417	*155*	8.450	*160*	3.723	*79*
Oneri finanziari	(31)	(8.113)	*(28)*	(9.333)	*(164)*	(4.216)	*(46)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	284		(55)		11	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(61)	*1*	13	*2*	(306)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		**(473)**		**(925)**		**(788)**	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.336		1.841		(1.091)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.108	*445*	3.623	*30*	223	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	**2.444**		**5.464**		**(868)**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**10.228**		**22.049**		**10.685**	
Imposte sul reddito	(33)	(5.368)		(8.088)		(4.845)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**4.860**		**13.961**		**5.840**	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		4.771		13.887		5.821	
Interessenze di terzi		89		74		19	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		1,41		3,96		1,61	
- diluito		1,40		3,95		1,60	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Utile dell'esercizio		**4.860**	**13.961**	**5.840**
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(31)	60	119
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(2)	3	2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	45	56	105
Effetto fiscale	(26)	10	(5)	(77)
		22	**114**	**149**
Componenti riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	(2.010)	1.095	2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	541	794	(1.264)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	54	(12)	(34)
Effetto fiscale	(26)	(158)	(234)	372
		(1.573)	**1.643**	**1.902**
Totale altre componenti dell'utile complessivo		**(1.551)**	**1.757**	**2.051**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**3.309**	**15.718**	**7.891**
Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni		3.220	15.643	7.872
Interessenze di terzi		89	75	19

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2022	(26)	**4.005**	**23.455**	**7.564**	**8.785**	**(2.937)**	**13.887**	**54.759**	**471**	**55.230**
Utile dell'esercizio							**4.771**	**4.771**	**89**	**4.860**
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				(21)			(21)		(21)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(2)			(2)		(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				45			45		45
Componenti non riclassificabili a conto economico					**22**			**22**		**22**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(2.001)	(9)			(2.010)		(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				383			383		383
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				54			54		54
Componenti riclassificabili a conto economico				**(2.001)**	**428**			**(1.573)**		**(1.573)**
Utile complessivo dell'esercizio				**(2.001)**	**450**		**4.771**	**3.220**	**89**	**3.309**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.005)					(3.005)		(3.005)
Attribuzione del dividendo di altre società									(36)	(36)
Destinazione utile residuo 2022			13.887				(13.887)			
Rimborsi ad azionisti terzi									(16)	(16)
Acquisto azioni proprie	(26)		(1.837)		1.837	(1.837)		(1.837)		(1.837)
Annullamento azioni proprie	(26)				(2.400)	2.400				
Piano Incentivazione a Lungo Termine	(26) (30)		20		(41)	41		20		20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi	(26)		47					47	(47)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**8.974**		**(604)**	**604**	**(13.887)**	**(4.913)**	**(99)**	**(5.012)**
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)				79			79		79
Altre variazioni			559	(325)	(195)			39	(1)	38
Altri movimenti di patrimonio netto			**559**	**(325)**	**(116)**			**118**	**(1)**	**117**
Saldi al 31 dicembre 2023	(26)	**4.005**	**32.988**	**5.238**	**8.515**	**(2.333)**	**4.771**	**53.184**	**460**	**53.644**

(segue)

(segue) # PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni								
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2021		**4.005**	**22.750**	**6.530**	**6.289**	**(958)**	**5.821**	**44.437**	**82**	**44.519**
Utile dell'esercizio							**13.887**	**13.887**	**74**	**13.961**
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				55			55		55
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				3			3		3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				56			56		56
Componenti non riclassificabili a conto economico					**114**			**114**		**114**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			1.093	1			1.094	1	1.095
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				560			560		560
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(12)			(12)		(12)
Componenti riclassificabili a conto economico				**1.093**	**549**			**1.642**	**1**	**1.643**
Utile complessivo dell'esercizio				**1.093**	**663**		**13.887**	**15.643**	**75**	**15.718**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)						(1.522)	(1.522)		(1.522)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.500)					(1.500)		(1.500)
Attribuzione del dividendo di altre società									(60)	(60)
Destinazione utile residuo 2021			4.299				(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi									92	92
Acquisto azioni proprie	(26)		(2.400)		2.400	(2.400)		(2.400)		(2.400)
Annullamento azioni proprie	(26)				(400)	400				
Piano Incentivazione a Lungo Termine	(26) (30)		18		(21)	21		18		18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi	(26)		196					196	281	477
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**475**		**1.979**	**(1.979)**	**(5.821)**	**(5.346)**	**313**	**(5.033)**
Altre variazioni			230	(59)	(146)			25	1	26
Altri movimenti di patrimonio netto			**230**	**(59)**	**(146)**			**25**	**1**	**26**
Saldi al 31 dicembre 2022	(26)	**4.005**	**23.455**	**7.564**	**8.785**	**(2.937)**	**13.887**	**54.759**	**471**	**55.230**

(segue)

(segue) # PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni								
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2020	**4.005**	**34.043**	**3.895**	**4.688**	**(581)**	**(8.635)**	**37.415**	**78**	**37.493**
Utile dell'esercizio						**5.821**	**5.821**	**19**	**5.840**
Altre componenti dell'utile complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				42			42		42
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				2			2		2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				105			105		105
Componenti non riclassificabili a conto economico				**149**			**149**		**149**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			2.828				2.828		2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(892)			(892)		(892)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(34)			(34)		(34)
Componenti riclassificabili a conto economico			**2.828**	**(926)**			**1.902**		**1.902**
Utile complessivo dell'esercizio			**2.828**	**(777)**		**5.821**	**7.872**	**19**	**7.891**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		429				(1.286)	(857)		(857)
Acconto sul dividendo		(1.533)					(1.533)		(1.533)
Attribuzione del dividendo di altre società								(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020		(9.921)				9.921			
Acquisto azioni proprie		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano Incentivazione a Lungo Termine		16		(23)	23		16		16
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate								(11)	(11)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue				2.000			2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(61)					(61)		(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**(11.470)**		**2.377**	**(377)**	**8.635**	**(835)**	**(16)**	**(851)**
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue		(15)					(15)		(15)
Altre variazioni		192	(193)	1				1	1
Altri movimenti di patrimonio netto		**177**	**(193)**	**1**			**(15)**	**1**	**(14)**
Saldi al 31 dicembre 2021	**4.005**	**22.750**	**6.530**	**6.289**	**(958)**	**5.821**	**44.437**	**82**	**44.519**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Utile dell'esercizio		**4.860**	**13.961**	**5.840**
Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.479	7.205	7.063
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	1.802	1.140	167
Radiazioni	(12) (14)	535	599	387
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(1.336)	(1.841)	1.091
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(441)	(524)	(102)
Dividendi	(32)	(255)	(351)	(230)
Interessi attivi		(517)	(159)	(75)
Interessi passivi		1.000	1.033	794
Imposte sul reddito	(33)	5.368	8.088	4.845
Altre variazioni		(700)	(2.773)	(194)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.811	(1.279)	(3.146)
- rimanenze		*1.792*	*(2.528)*	*(2.033)*
- crediti commerciali		*3.322*	*(1.036)*	*(7.888)*
- debiti commerciali		*(4.823)*	*2.284*	*7.744*
- fondi per rischi e oneri		*97*	*2.028*	*(406)*
- altre attività e passività		*1.423*	*(2.027)*	*(563)*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		1	39	54
Dividendi incassati		2.255	1.545	857
Interessi incassati		459	116	28
Interessi pagati		(919)	(851)	(792)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(6.283)	(8.488)	(3.726)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**15.119**	**17.460**	**12.861**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(7.011)***	***223***	***(4.331)***
Flusso di cassa degli investimenti		(12.404)	(10.793)	(7.815)
- attività materiali	(12)	*(8.739)*	*(7.700)*	*(4.950)*
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)		*(3)*	*(2)*
- attività immateriali	(14)	*(476)*	*(356)*	*(284)*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(27)	*(1.277)*	*(1.636)*	*(1.901)*
- partecipazioni	(16)	*(1.315)*	*(1.675)*	*(837)*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*(388)*	*(350)*	*(227)*
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		*(209)*	*927*	*386*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		845	2.989	536
- attività materiali		*122*	*149*	*207*
- attività immateriali		*32*	*17*	*1*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(27)	*395*	*(60)*	*76*
- imposte pagate sulle dismissioni				*(35)*
- partecipazioni		*47*	*1.096*	*155*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*32*	*483*	*141*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*217*	*1.304*	*(9)*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		2.194	786	(4.743)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(9.365)**	**(7.018)**	**(12.022)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(1.695)***	***(32)***	***(976)***

(segue)

(segue) RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(19)	4.971	130	3.556
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(19)	(3.161)	(4.074)	(2.890)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(963)	(994)	(939)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(19)	(1.495)	1.375	(910)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.046)	(3.009)	(2.358)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(36)	(60)	(5)
Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi		(16)	92	
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(60)	536	(17)
Acquisto di azioni proprie	(26)	(1.803)	(2.400)	(400)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)	79		
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)			1.985
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(138)	(138)	(61)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(5.668)**	**(8.542)**	**(2.039)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(162)***	***(88)***	***(13)***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(62)	16	52
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**24**	**1.916**	**(1.148)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	**10.181**	**8.265**	**9.413**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio[a]	(6)	**10.205**	**10.181**	**8.265**

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2023 comprendono €12 milioni di diponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita" (€26 milioni al 31 dicembre 2022).

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[1] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.lgs. 38/05[2]. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2024, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo.

I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di Società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi e assunzioni relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi e assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

La strategia di Neutralità Carbonica definita da Eni, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C, si compone di una serie di azioni e iniziative volte al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 attraverso l'azzeramento netto di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).
(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2023.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni infragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti[3] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[4], sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo"); analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo") gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo.

Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) della stima del fair value di eventuali corrispettivi aggiuntivi, da regolarsi per cassa al verificarsi di determinate condizioni contrattualmente definite; (iv) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[5].

Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

(3) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.
(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023".
(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione dell'accordo a controllo congiunto, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto[6].

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto[7], allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, al fine di riflettere la quota di pertinenza del partecipante al patrimonio netto della partecipata e la relativa evoluzione, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long-term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta[8]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[9]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

(6) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.
(7) Nel caso di passaggio da partecipazione minoritaria a partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, il costo è pari alla somma tra il fair value della quota precedentemente detenuta e il fair value dell'eventuale corrispettivo pagato.
(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.
(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il relativo fair value[10], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza[11].

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PARTECIPAZIONI E BUSINESS COMBINATION

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le acquisizioni più significative, si avvale di valutazioni esterne.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate[12]. Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (cd. downstream transaction).

In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[13]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto eco-

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".
(11) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.
(12) Le differenze di cambio associate a elementi monetari infragruppo derivanti da operazioni concluse tra imprese consolidate operanti con valute differenti non sono oggetto di eliminazione.
(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

nomico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le imprese che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	**Cambi medi dell'esercizio 2023**	**Cambi al 31 dicembre 2023**	Cambi medi dell'esercizio 2022	Cambi al 31 dicembre 2022	Cambi medi dell'esercizio 2021	Cambi al 31 dicembre 2021
Dollaro USA	1,08	1,11	1,05	1,07	1,18	1,13
Sterlina inglese	0,87	0,87	0,85	0,89	0,86	0,84
Dollaro australiano	1,63	1,63	1,52	1,57	1,57	1,56

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più rilevanti adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività mineraria

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

Acquisizione di permessi esplorativi

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione ed appraisal

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se

e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione; e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; differentemente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

Sviluppo

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Ammortamento UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo[14] l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Production Sharing Agreement e contratti di service

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura ed abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

Attività materiali

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso[15]. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd. social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate.

(15) Quando l'accordo di compravendita di un'attività materiale prevede, oltre alla corresponsione di un pagamento iniziale, futuri pagamenti aggiuntivi subordinati al realizzarsi di condizioni o eventi futuri (cd. contingent consideration), alla data di acquisizione il costo di acquisto è pari al corrispettivo pagato e non include la stima del contingent consideration; la passività per contingent consideration è rilevata, in contropartita all'attività materiale, quando si risolve l'incertezza a cui essa è connessa.

Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Leasing[16]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo[17]; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[18]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing[19], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi[20]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario[21]; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di soste-

(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.
(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).
(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.
(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

nere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[22], delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: OPERAZIONI DI LEASING

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing, tenendo conto di tutti i fatti e circostanze che generano un incentivo economico, o meno, all'esercizio di eventuali opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

Attività immateriali

Le attività immateriali comprendono le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali". Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. Il valore di iscrizione dell'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzato su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è sottoposto a verifica di recuperabilità.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico, ivi inclusi i costi per lo sviluppo di progetti CCS (Carbon, Capture and Storage) antecedenti la costruzione dell'infrastruttura fisica, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è

(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.
La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici").
Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").
In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry[23] ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.
Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power, ai business E-Mobility, Retail Domestic e Renewables, ai business Fuel Sales, Biomethane e Green Refinery, al business Agri-Feedstock e al business Eni Rewind, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business REVT (Refining EVolution and Transformation), la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli otteni-

(23) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

bili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.
Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore[24].

Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico.
I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono, ad esempio, variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione.
La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'al-

(24) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

tro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future, quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi. In particolare, tenendo conto dei trend di decarbonizzazione in atto e di quelli che prevedibilmente potranno delinearsi, la stima dei flussi di cassa futuri, che considera le previsioni Eni in merito agli scenari dei prezzi delle commodity, è effettuata considerando: (i) il percorso evolutivo del sistema energetico futuro, (ii) i fondamentali dei diversi mercati energetici, nonché (iii) il costante benchmark con le view di banche d'affari e altri istituti specializzati. Tali flussi di cassa, inoltre, sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni[25] (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

(25) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cd. expected credit loss model[26].

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di backtesting; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti[27].

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long-term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

Partecipazioni minoritarie

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Le obbligazioni sustainability-linked, ossia obbligazioni caratterizzate da un potenziale incremento del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (cd. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato. La variazione del tasso di interesse comporta ge-

(26) L'expected credit loss model si applica anche: (i) ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL; nonché (ii) ai contratti di performance guarantee emessi. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie emesse non sono rilevanti.
(27) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

neralmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo. L'emissione di un prestito obbligazionario convertibile in azioni dell'emittente (privo di opzioni sostanziali di regolamento alternativo per cassa) determina la separata rilevazione delle componenti dello strumento rappresentate dalla componente debito, valutata al costo ammortizzato, e dall'opzione di conversione in azioni dell'emittente, rilevata a patrimonio netto. Eventuali costi di transazione sono ripartiti proporzionalmente tra la passività finanziaria e lo strumento di equity.

GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di supplier finance arrangement (supply chain finance, payable finance, reverse factoring e accordi similari) funzionali all'ottenimento di dilazioni di pagamento rispetto ai termini originari, senza prevedere il necessario ed automatico coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione inziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento alle obbligazioni sustainability-linked, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity, stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale

svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto del valore finanziario del tempo e dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità, nonché la virtuale certezza, di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

Fondi per rischi ambientali

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in

relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FONDI SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI, PASSIVITÀ AMBIENTALI E ALTRI FONDI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La previsione del timing e dell'ammontare degli esborsi, il loro eventuale aggiornamento, nonché il relativo processo di attualizzazione, comportano l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Al riguardo, con riferimento al trattamento delle acque di falda, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché le posizioni delle autorità competenti consentono la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) comprendono gli interessi passivi sulla passività e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano. Il net interest è determinato applicando alla passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per la stessa ed è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Differentemente, la passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del Piano di Incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il Piano di Incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente, il valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti varia in funzione delle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i Piani di Incentivazione. Maggiori dettagli in merito ai Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono forniti nella nota n. 30 - Costi.

Strumenti di equity

Azioni proprie

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Obbligazioni ibride

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che

la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole[28]. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

Costi

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per

(28) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio.
Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.
Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPOSTE SUL REDDITO

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

Attività destinate alla vendita e discontinued operation

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno

che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.
Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente o indirettamente;
c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FAIR VALUE

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.
Gli schemi di stato patrimoniale e conto economico sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente.
Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.
Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile (perdita) dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali, nonché le disposizioni dell'IFRS 17 "Contratti assicurativi", efficaci a partire dal 1° gennaio 2023 non hanno prodotto effetti significativi.
Con il decreto legislativo n. 209/2023 del 19 dicembre 2023 è stata omologata la Direttiva UE 2022/2523 che ha introdotto i principi del modello Pillar Two previsto dall'OCSE che prevede un regime di tassazione minima a livello mondiale per i gruppi multinazionali stabilendo l'applicazione di una tassazione addizionale (cd. top-up tax) sui redditi afferenti a giurisdizioni caratterizzate da tassazioni inferiori al livello minimo stabilito. Nel corso dell'esercizio sono state effettuate le analisi, sulla base di dati consuntivi e ipotesi prospettiche, volte a verificare la possibile esposizione del Gruppo al pagamento di una top-up tax nelle giurisdizioni in cui opera; allo stato, non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione delle disposizioni del nuovo regime fiscale, che saranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2024. Al riguardo, si segnala che Eni, ai fini della redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, ha applicato le modifiche allo IAS 12 "Riforma Fiscale Internazionale", omologate con il regolamento n. 2023/2468, emesso dalla Commissione europea in data 8 novembre 2023. Tali modifiche introducono, oltre a specifiche disclosure, un'eccezione temporanea alla rilevazione delle imposte anticipate e differite derivanti da normative fiscali, approvate o sostanzialmente approvate, che implementano i principi del modello Pillar Two pubblicato dall'OCSE.

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2023/2579 emesso dalla Commissione europea in data 20 novembre 2023, sono state omologate le modifiche all'IFRS 16 "Passività del leasing in un'operazione di vendita e retrolocazione", volte a chiarire la modalità di valutazione successiva delle passività per leasing a seguito di operazioni di sale and leaseback. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

Con il regolamento n. 2023/2822 emesso dalla Commissione europea in data 19 dicembre 2023, sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Classificazione delle passività come correnti o non correnti e Passività non correnti con clausole", volte a fornire dei chiarimenti: (i) in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti; e (ii) in merito alla classificazione, come correnti o non correnti, delle passività con covenant. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 25 maggio 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 e all'IFRS 7 "Supplier Finance Arrangements", volte ad introdurre degli obblighi informativi sui supplier finance arrangement (ad es. accordi di reverse factoring) che consentono agli investitori di valutare l'effetto di tali accordi sulle passività, sui flussi di cassa e sull'esposizione al rischio di liquidità dell'impresa acquirente. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

In data 15 agosto 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability" volte, sostanzialmente, a richiedere la stima di un tasso di cambio corrente nel caso in cui una valuta non sia convertibile in un'altra. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2025.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 Business combination e altre transazioni significative

Acquisizioni

Nel 2023 Eni ha eseguito le acquisizioni rappresentate di seguito con un esborso di €1.432 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €91 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €155 milioni.

Linea di business Plenitude

Il 30 gennaio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, situato nel nord del Texas per il corrispettivo di €37 milioni con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €2 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €1 milione. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva senza rilevazione di goodwill.

Il 9 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Maristella Directorship SLU titolare di un progetto di energia solare della capacità di 90 MWp per il corrispettivo di €5 milioni allocati alla voce di bilancio "Immobilizzazioni in corso".

L'11 maggio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di due società spagnole (Wind Hero SLU e Wind Grower SLU) titolari ciascuna di un progetto di energia solare della capacità di 50 MW per il corrispettivo di €8 milioni, di cui €4 milioni versati in acconto nel 2022.

Il 21 giugno 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di due società spagnole (HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU) che possiedono due asset fotovoltaici operativi della capacità complessiva di 96 MWp per il corrispettivo di €118 milioni con l'acquisizione di disponibilità liquide ed equivalenti di €22 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di un goodwill di €6 milioni.

Il 5 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di tre società spagnole (Boceto Solar SLU, Cornisa Solar SLU e Ladronera Solar SLU), titolari di progetti di energia solare per una capacità complessiva di circa 150 MW, prossimi all'avvio della costruzione. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €25 milioni, al netto di €4 milioni di acconti versati nel 2021.

Il 23 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Renopool 1 SLU con una pipeline di progetti di energia solare della capacità complessiva di 330 MW già in status di "Ready to Build". Il corrispettivo dell'operazione è stato di €100 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €20 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €6 milioni.

Il 13 dicembre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Armadura Solar SLU, titolare di un progetto di energia solare della capacità di 250 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €24 milioni, al netto di €19 milioni di acconti versati prima del closing dell'operazione.

Il 13 dicembre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di cinque società spagnole (Almazara Solar SLU, Atlante Solar SLU, Chapitel Solar SLU, Fortaleza Solar SLU e Garita Solar SLU), titolari di progetti di energia solare della complessiva di 230 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €26 milioni, al netto di €21 milioni di acconti versati prima del closing dell'operazione.

Si segnala inoltre l'accordo firmato il 30 dicembre 2023 da Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc, con la società leader globale nel settore dell'energia EDP Renováveis, SA ("EDPR") per l'acquisizione dell'80% di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti. Al riguardo, i parchi Cattlemen (Texas), Timber Road Blue Harvest (Ohio), hanno una capacità complessiva installata di 0,38 GW in quota Plenitude.

Altre acquisizioni minori e conguaglio prezzi su acquisizioni 2022 per un corrispettivo totale di €21 milioni.

Settore Exploration & Production

Il 28 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione delle attività di bp in Algeria riguardanti gli asset di "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operati congiuntamente con Sonatrach ed Equinor per il corrispettivo di €476 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva e senza rilevazione di goodwill, attribuendo il corrispettivo allocato alle attività materiali a titoli minerari unproved per €40 milioni e proved per €508 milioni.

Il 2 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione da Chevron delle partecipazioni (inclusa l'operatorship) nei blocchi Ganal PSC (62%), Rapak PSC (62%) e Makassar Straits PSC (72%), nel bacino di Kutei, East Kalimantan, nell'offshore dell'Indonesia (Ganal e Rapak già partecipati da Eni con il 20%). Il corrispettivo dell'operazione è stato di €188 milioni, con l'acquisizione di attività finanziarie nette di €120 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €122 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva e senza rilevazione di goodwill, attribuendo il corrispettivo allocato alle attività materiali a titoli minerari unproved per €91 milioni e proved per €13 milioni.

Linea di business Chimica

Il 18 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione del controllo di Novamont acquistando la rimanente quota del 64% del capitale sociale, con il restante 36% già in mano Versalis SpA. La società è attiva nella produzione di resine e biomaterie plastiche biodegradabili ottenute da feedstock rinnovabili. Il corrispettivo dell'acquisto del 64% è stato di €404 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €207 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €4 milioni. L'allocazione del prezzo di acquisto (€404 milioni) e del fair value della quota già posseduta (€227 milioni) delle attività nette acquisite è stata effettuata su base provvisoria e con rilevazione di un goodwill di €19 milioni.

I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle business combination e altre transazioni significative del 2023, riepilogate per settore-linea di business, sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Linea di business Plenitude	Settore Exploration & Production	Linea di business Chimica	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	29	122	4	155
Altre attività	5	208	195	408
Totale attività correnti	**34**	**330**	**199**	**563**
Immobili, impianti e macchinari	168	652	255	1.075
Goodwill	6		19	25
Attività per imposte anticipate	3		33	36
Altre attività	259	91	524	874
Totale attività non correnti	**436**	**743**	**831**	**2.010**
TOTALE ATTIVITÀ	**470**	**1.073**	**1.030**	**2.573**
Passività finanziarie	1		103	104
Altre passività	9	125	184	318
Totale passività correnti	**10**	**125**	**287**	**422**
Passività finanziarie	32	2	108	142
Fondi per rischi e oneri	2	86		88
Passività per imposte differite	13	195		208
Altre passività	3	1	4	8
Totale passività non correnti	**50**	**284**	**112**	**446**
TOTALE PASSIVITÀ	**60**	**409**	**399**	**868**
Totale patrimonio netto di Eni	408	664	631	1.703
Interessenze di terzi	2			2
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**410**	**664**	**631**	**1.705**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**470**	**1.073**	**1.030**	**2.573**

L'allocazione provvisoria dei corrispettivi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima dei fair value delle attività e passività acquisite.
Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2022 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

Disinvestimenti

Nel 2023 Eni ha eseguito alcune dismissioni con incasso di €420 milioni e acquisizione di partecipazioni in joint venture di €580 milioni, cedendo disponibilità finanziarie nette di €180 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €25 milioni.
Il 10 gennaio 2023 è stata finalizzata la cessione a Snam SpA del 49,9% della società Eni Corridor Srl (ora SeaCorridor Srl) che possiede (direttamente e indirettamente) le partecipazioni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (cd. gasdotto TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (cd. gasdotto TMPC), classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2022. Questa operazione ha portato alla creazione della joint venture SeaCorridor Srl e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €331 milioni, di cui disponibilità finanziarie nette di €172 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €25 milioni, la rilevazione della partecipazione in SeaCorridor Srl (quota Eni 50,1%) per €580 milioni, di una plusvalenza realizzata dalla cessione a Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl di €420 milioni che comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni. Inoltre, è stata realizzata plusvalenza da valutazione al fair value della quota restante del 50,1% del capitale della SeaCorridor Srl per €414 milioni.
Il 19 settembre 2023 è stata finalizzata la cessione delle attività esplorative in Gabon classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2022. L'operazione ha comportato la cessione di Eni Gabon SA e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività finanziarie nette di €8 milioni e il realizzo a conto economico di una plusvalenza di €7 milioni.

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2023, sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Eni Corridor Srl (ora SeaCorridor Srl)	Attività esplorative in Gabon	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	25		25
Attività finanziarie correnti	147	8	155
Altre attività	130		130
Totale attività correnti	**302**	**8**	**310**
Immobili, impianti e macchinari	8		8
Attività per imposte anticipate	8		8
Altre attività	137		137
Totale attività non correnti	**153**		**153**
TOTALE ATTIVITÀ	**455**	**8**	**463**
Altre passività	112		112
Totale passività correnti	**112**		**112**
Altre passività	12		12
Totale passività non correnti	**12**		**12**
TOTALE PASSIVITÀ	**124**		**124**
Totale patrimonio netto di Eni	331	8	339
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**331**	**8**	**339**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**455**	**8**	**463**

6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10.193 milioni (€10.155 milioni al 31 dicembre 2022) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €6.462 milioni (€6.804 milioni al 31 dicembre 2022) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in dollari USA (€7.328 milioni) e in euro (€1.945 milioni) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di €205 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2022) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 12 giorni con un tasso di interesse effettivo del 5,48% per i depositi in dollari USA (€5.275 milioni) e di 55 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 3,87% per i depositi in euro (€598 milioni).

7 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.250	1.244
Altri titoli	5.196	5.243
	6.446	**6.487**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	336	1.764
	6.782	**8.251**

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.288 milioni (€1.090 milioni al 31 dicembre 2022).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.766	3.599
Dollaro USA	2.680	2.885
Altre valute		3
	6.446	**6.487**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	200	1.201
Dollaro USA	136	563
	336	**1.764**
	6.782	**8.251**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	178	180	Baa3	BBB
Stati Uniti d'America	603	536	Aaa	AA+
Spagna	166	170	Baa1	A
Canada	65	59	Aaa	AAA
Francia	58	58	Aa2	AA
Altri[a]	96	89	da Aaa a A3	da AAA a A
	1.166	**1.092**		
Tasso variabile				
Italia	155	158	Baa3	BBB
	155	**158**		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	**1.321**	**1.250**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.995	1.885	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	819	788	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Altri titoli	1.023	1.007	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	3.837	**3.680**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	629	616	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	469	452	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Altri titoli	476	448	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	1.574	**1.516**		
Totale Altri titoli	**5.411**	**5.196**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.732**	**6.446**		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	**350**	**336**		da AAAm a BBB
	7.082	**6.782**		

(a) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.
Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.106 milioni e di livello 2 per €1.340 milioni; per le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso dell'esercizio 2023 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

8 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Crediti commerciali	13.184	16.556
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.365	1.645
Crediti per attività di disinvestimento	200	301
Crediti verso altri	1.802	2.338
Totale al netto del fondo svalutazione	**16.551**	**20.840**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €3.372 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €3.889 milioni, Plenitude & Power per €267 milioni e, in aumento, Exploration & Production per €620 milioni e Enilive, Refining e Chimica per €103 milioni. Il decremento relativo ai settori Global Gas & LNG Portfolio e Plenitude & Power risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2023 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2024 dal valore nominale di €1.745 milioni (€2.212 milioni nell'esercizio 2022 con scadenza 2023). Le cessioni 2023 hanno riguardato crediti relativi al settore Enilive, Refining e Chimica per €1.291 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €297 milioni e al settore Plenitude & Power per €157 milioni.

La maggiore esposizione per crediti alla data di bilancio relativi a forniture di idrocarburi riguarda le società petrolifere di stato dell'Egitto verso le quali sono presenti crediti commerciali netti pari a €1.156 milioni in parte scaduti. Tali importi sono relativi prevalentemente ad una quota parte delle forniture di gas naturale derivanti dalle produzioni equity Eni. L'aumento della esposizione ha avuto un'accelerazione nella seconda metà dell'esercizio in relazione al rapido deterioramento del quadro economico e finanziario del Paese, acuito dalla crisi del Medio Oriente, che ha determinato la contrazione delle riserve valutarie e conseguentemente un parziale rallentamento dei pagamenti alle società petrolifere operanti nel Paese. Sulla base degli impegni presi dalle autorità del Paese per regolarizzare l'esposizione debitoria verso Eni è stata stimata una perdita attesa che considera le previsioni temporali d'incasso.

Al 31 dicembre 2023 è outstanding un credito commerciale scaduto per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex ILVA) dell'ammontare di €75 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2022). Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare.

L'esposizione per crediti vantati nei confronti dei joint operator in Nigeria nell'ambito di iniziative petrolifere operate da Eni si è modificata per effetto dell'operazione di dismissione in corso della controllata nigeriana NAOC, le cui attività, comprendenti crediti netti scaduti verso la controparte della trattativa pari a €236 milioni al 31 dicembre 2023, sono state riclassificate ad attività destinate alla vendita (nota n. 25 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili). Inoltre, sono stati riclassificati ad attività destinate alla vendita crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC di €472 milioni alla data di bilancio (€475 milioni al 31 dicembre 2022); tale ammontare riguarda per circa l'85% i crediti netti maturati per cash call non pagate, per i quali è stata stimata una perdita attesa che considera i tempi medi di rientro degli scaduti delle società di Stato, mentre la restante parte si riferisce a crediti pregressi, il cui incasso è avvenuto attraverso un piano di rientro che ha riconosciuto ad Eni l'attribuzione della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario. Il piano è previsto esaurirsi entro il 2024. Il credito residuo a fine esercizio è stato attualizzato al WACC paese.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €600 milioni (€566 milioni al 31 dicembre 2022) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected credit loss ritenuto idoneo a scontare il rischio della controparte di Stato e la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale. A fronte del benestare delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, anche nel 2023 sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 5,6 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto; (ii) per €358 milioni (€278 milioni al 31 dicembre 2022) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) per €231 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale; (iv) i crediti verso distributori di gas e di energia elettrica derivanti principalmente dal cosiddetto "bonus sociale" di €309 milioni al 31 dicembre 2022 si sono azzerati a seguito del venir meno della riduzione degli oneri di sistema; (v) per €6 milioni (€193 milioni al 31 dicembre 2022) i crediti verso società di factoring.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €9.915 milioni e €6.041 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2023						
Clienti business	3.577	5.303	331	909		10.120
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	634	168	2.438		3.455
Altre controparti	1.103	616	10	590	2.995	5.314
Valore lordo	**4.895**	**6.553**	**509**	**3.937**	**2.995**	**18.889**
Fondo svalutazione	(19)	(72)	(23)	(1.668)	(556)	(2.338)
Valore netto	**4.876**	**6.481**	**486**	**2.269**	**2.439**	**16.551**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,1	4,5	42,4	18,6	12,4
31.12.2022						
Clienti business	4.815	7.970	378	1.583		14.746
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	852		2.248		3.315
Altre controparti	1.673	725	13	122	3.200	5.733
Valore lordo	**6.703**	**9.547**	**391**	**3.953**	**3.200**	**23.794**
Fondo svalutazione	(23)	(169)	(15)	(2.176)	(571)	(2.954)
Valore netto	**6.680**	**9.378**	**376**	**1.777**	**2.629**	**20.840**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,8	3,8	55,0	17,8	12,4

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste periodicamente per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

		Scaduti				
(€ milioni)	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	**Totale**
31.12.2023						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.477	107	45	93	207	1.929
- Middle	716	39	7	11	134	907
- Altri	149	4	1	4	1	159
Valore lordo	**2.342**	**150**	**53**	**108**	**342**	**2.995**
Fondo svalutazione	(72)	(40)	(38)	(76)	(330)	(556)
Valore netto	**2.270**	**110**	**15**	**32**	**12**	**2.439**
Expected loss (%)	3,1	26,7	71,7	70,4	96,5	18,6
31.12.2022						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.508	74	35	63	203	1.883
- Middle	657	33	11	7	162	870
- Altri	436	1	5	4	1	447
Valore lordo	**2.601**	**108**	**51**	**74**	**366**	**3.200**
Fondo svalutazione	(83)	(31)	(31)	(66)	(360)	(571)
Valore netto	**2.518**	**77**	**20**	**8**	**6**	**2.629**
Expected loss (%)	3,2	28,7	60,8	89,2	98,4	17,8

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	**2023**	2022
Fondo svalutazione iniziale	**2.954**	**3.313**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	160	166
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	342	253
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(140)	(37)
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default	(485)	(758)
Altre variazioni	(493)	17
Fondo svalutazione finale	**2.338**	**2.954**

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.493 milioni (€5.744 milioni al 31 dicembre 2022), che includono depositi, polizze assicurative, fidejussioni e garanzie bancarie.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €78 milioni (€61 milioni nel 2022) e riguardano principalmente la clientela retail; (ii) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €23 milioni (€70 milioni nel 2022) e riguardano la clientela business.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €238 milioni (€122 milioni nel 2022) e riguardano principalmente i crediti per le forniture d'idrocarburi a società di Stato e chiamate fondi nei confronti dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €90 milioni (€99 milioni nel 2022).

I rilasci del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €625 milioni sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €160 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le mutate condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €182 milioni, principalmente per utilizzo a fronte oneri per €126 milioni; (iii) al settore Exploration & Production per €90 milioni, di cui per €59

milioni rilasci per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso dell'esercizio.
Le altre variazioni comprendono €662 milioni relativi al fondo svalutazione crediti della controllata NAOC le cui attività nette sono destinate alla vendita.
Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(502)	(419)	(550)
Perdite nette su crediti	(98)	(81)	(66)
Rilasci per esubero	351	547	337
	(249)	**47**	**(279)**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

9 Rimanenze e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.292	1.228
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.628	1.515
Prodotti semilavorati, finiti e merci	3.260	4.962
Altre	6	4
Totale rimanenze correnti	**6.186**	**7.709**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.
I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.490 milioni (€1.387 milioni al 31 dicembre 2022).
I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.376 milioni (€3.818 milioni al 31 dicembre 2022) e prodotti chimici per €666 milioni (€790 milioni al 31 dicembre 2022).
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €583 milioni (€672 milioni al 31 dicembre 2022).
Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.576 milioni (€1.786 milioni al 31 dicembre 2022) sono possedute da società italiane per €1.555 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2022) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.
Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla flessione dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

10 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2023 Attività Correnti	31.12.2023 Attività Non correnti	31.12.2023 Passività Correnti	31.12.2023 Passività Non correnti	31.12.2022 Attività Correnti	31.12.2022 Attività Non correnti	31.12.2022 Passività Correnti	31.12.2022 Passività Non correnti
Imposte sul reddito	460	142	1.685	38	317	114	2.108	253

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito. Le passività per imposte sul reddito correnti comprendono la quota una tantum di €455 milioni relativa al Contributo di Solidarietà 2023, approvato con la legge di bilancio 2023, il cui pagamento è stato differito al 2024 per effetto di provvedimenti normativi.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €33 milioni (€206 milioni al 31 dicembre 2022).

11 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2023 Attività Correnti	31.12.2023 Attività Non correnti	31.12.2023 Passività Correnti	31.12.2023 Passività Non correnti	31.12.2022 Attività Correnti	31.12.2022 Attività Non correnti	31.12.2022 Passività Correnti	31.12.2022 Passività Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.323	46	2.414	153	11.076	129	9.042	286
Passività da contratti con la clientela			437	691			1.145	706
Attività e passività relative ad altre imposte	915	137	1.811	16	807	157	1.463	34
Altre	1.399	3.210	917	3.236	938	1.950	823	2.208
	5.637	**3.393**	**5.579**	**4.096**	**12.821**	**2.236**	**12.473**	**3.234**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €755 milioni, di cui €637 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€569 milioni al 31 dicembre 2022, di cui €432 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €812 milioni correnti (€366 milioni al 31 dicembre 2022) e €2.247 milioni non correnti (€903 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €307 milioni (€357 milioni oltre i 12 mesi e €41 milioni entro i 12 mesi al 31 dicembre 2022); (iii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €295 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €205 milioni (€23 milioni al 31 dicembre 2022).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €469 milioni (€430 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €292 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €275 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2022), di cui correnti per €56 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €10 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2022).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2023 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €1.034 milioni (€613 milioni al 31 dicembre 2022) e passività per Iva per €326 milioni (€332 milioni al 31 dicembre 2022).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €2.040 milioni (€758 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €391 milioni (€443 milioni al 31 dicembre 2022) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €131 milioni (€85 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) passività per ricavi e proventi anticipati per €343 milioni, di cui correnti per €134 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €312 milioni (€479 milioni al 31 dicembre 2022); (v) depositi cauzionali per €286 milioni (€305 milioni al 31 dicembre 2022), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €213 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2022); (vi) passività per attività d'investimento per €101 milioni (€83 milioni al 31 dicembre 2022).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

12 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	**Totale**
2023							
Valore iniziale netto	**1.088**	**40.492**	**4.280**	**1.345**	**7.494**	**1.633**	**56.332**
Investimenti	22		407	764	6.294	1.252	8.739
Capitalizzazione ammortamenti				20	184	1	205
Ammortamenti[a]	(47)	(5.699)	(610)				(6.356)
Svalutazioni	(30)	(1.164)	(366)		(226)	(390)	(2.176)
Riprese di valore		109	42		257	36	444
Radiazioni			(2)	(420)	(25)		(447)
Differenze di cambio da conversione	1	(1.223)	(39)	(46)	(268)	(3)	(1.578)
Rilevazione iniziale e variazione stima	3	698	16	17	14		748
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	48	521	298		131	77	1.075
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite			(1)				(1)
Trasferimenti	37	5.592	595	(70)	(5.522)	(632)	
Altre variazioni	(11)	(1.905)	(32)	(42)	1.349	(45)	(686)
Valore finale netto	**1.111**	**37.421**	**4.588**	**1.568**	**9.682**	**1.929**	**56.299**
Valore finale lordo	4.354	139.866	32.121	1.568	13.670	4.308	195.887
Fondo ammortamento e svalutazione	3.243	102.445	27.533		3.988	2.379	139.588
2022							
Valore iniziale netto	**1.071**	**42.342**	**3.850**	**1.244**	**6.497**	**1.295**	**56.299**
Investimenti	22	132	456	655	5.361	1.074	7.700
Capitalizzazione ammortamenti				11	179		190
Ammortamenti[a]	(51)	(5.466)	(555)				(6.072)
Svalutazioni	(21)	(313)	(485)		(149)	(414)	(1.382)
Riprese di valore	3	40	191		141	38	413
Radiazioni	(1)		(2)	(365)	(218)		(586)
Differenze di cambio da conversione	2	2.422	55	74	368	5	2.926
Rilevazione iniziale e variazione stima		(173)	2	(7)	98		(80)
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	9	650	695			118	1.472
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite	(1)	(3.687)	(6)	(119)	(546)		(4.359)
Trasferimenti	41	4.402	426	(149)	(4.253)	(467)	
Altre variazioni	14	143	(347)	1	16	(16)	(189)
Valore finale netto	**1.088**	**40.492**	**4.280**	**1.345**	**7.494**	**1.633**	**56.332**
Valore finale lordo	4.255	143.432	31.328	1.345	11.654	3.798	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione	3.167	102.940	27.048		4.160	2.165	139.480

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €94 milioni (€38 milioni nel 2022), riferiti al settore Exploration & Production per €64 milioni (€22 milioni nel 2022), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,0% (2,1% al 31 dicembre 2022).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €7.105 milioni (€6.185 milioni nel 2022).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€966 milioni).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti Oil & Gas, relativi alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici e altre attività ausiliarie sono calcolati a quote costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2022:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della U.S. Securities & Exchange Commission "SEC" (v. nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione – Attività mineraria – Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle riserve certe SEC iscritte alla data di bilancio, che si prevede saranno prodotte entro circa dieci anni.

Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà Oil & Gas (€1.025 milioni), in relazione a revisioni negative delle riserve (asset in Alaska, Golfo del Messico, Turkmenistan e Australia) e al deterioramento dello scenario del gas naturale (asset in Italia), al netto della ripresa di valore di un giacimento petrolifero in Congo; (ii) investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€345 milioni); (iii) impianti chimici per la produzione di intermedi, stirenici e, in misura minore, elastomeri (€367 milioni) in funzione della previsione di minori flussi di cassa dovuti al peggioramento dello scenario petrolchimico. Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore Oil & Gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese consolidate con moneta funzionale dollaro USA per €1.572 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti e del decremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) per €548 milioni all'acquisizione del business di bp in Algeria, che include due concessioni produttive principalmente a gas "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor; (ii) per €255 milioni all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont, già partecipata al 36%, attiva nella produzione di bioplastiche; (iii) per €168 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività renewables di Plenitude e sono riferite in particolare alle due società spagnole HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU; (iv) per €104 milioni all'acquisizione da Chevron delle società ora denominate Eni Ganal Deepwater Ltd ed Eni Rapak Deepwater Ltd che detengono una quota del 62% rispettivamente nei blocchi Ganal e Rapak già partecipati con il 20% da Eni oltre alla società ora denominata Eni Makassar Ltd che detiene una quota del 72% nel blocco Makassar. Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita degli asset nigeriani onshore relativi all'accordo di cessione con la società Oando PLC per €914 milioni e di alcuni permessi petroliferi in Congo per €355 milioni.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €5.355 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Costa d'Avorio, Italia, Congo, Egitto, Iraq, Messico, Stati Uniti e Algeria.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €420 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati/valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Egitto, Messico, Mozambico, Marocco, Emirati Arabi e Libano.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.391 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €177 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.085**	**1.101**	**1.268**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	834	547	288
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(388)	(374)	(286)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(72)	(147)	(43)
Cessioni	(3)	(2)	(3)
Variazione dell'area di consolidamento		(114)	(199)
Differenze cambio da conversione	(40)	65	100
Altre variazioni	(25)	9	(24)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	**1.391**	**1.085**	**1.101**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2023		2022		2021	
	(€ milioni)	**(Numero pozzi in quota Eni)**	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	417	7,9	216	5,0	175	4,0
- da 1 a 3 anni	347	6,1	246	4,9	269	12,2
- oltre 3 anni	627	14,5	623	13,9	657	19,7
	1.391	**28,5**	**1.085**	**23,8**	**1.101**	**35,9**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	417	7,9	204	4,5	175	4,0
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	804	14,0	579	11,3	567	17,9
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	170	6,6	302	8,0	359	14,0
	1.391	**28,5**	**1.085**	**23,8**	**1.101**	**35,9**

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€170 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Egitto, Nigeria e Congo). Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Indonesia	**Totale**
2023										
Valore iniziale	**198**	**958**	**95**	**16**	**211**	**3**	**520**	**2**		**2.003**
Investimenti					61				92	153
Riprese di valore (svalutazioni) nette	243		(93)	8						158
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(1)			(51)	(1)	(28)			(81)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(12)	(33)	(2)	(1)	(6)		(17)		(3)	(74)
Valore finale	**429**	**924**		**23**	**215**	**2**	**475**	**2**	**89**	**2.159**
2022										
Valore iniziale	**218**	**892**	**3**	**68**	**114**	**16**	**508**			**1.819**
Investimenti		11			110	(2)		2		121
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(28)		93	(56)						9
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(6)				(19)	(12)	(19)			(56)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	14	55	(1)	4	6	1	31			110
Valore finale	**198**	**958**	**95**	**16**	**211**	**3**	**520**	**2**		**2.003**

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021 del valore iniziale di €888 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.208 milioni. La complessa vicenda giudiziaria penale presso la Corte di Milano connessa a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza si è risolta definitivamente nel corso del 2022 in modo favorevole a Eni, mentre nel 2023 la Repubblica Federale della Nigeria ha rinunciato a proseguire l'azione in sede civile per ottenere un risarcimento di presunti danni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi). È pendente la domanda di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) presso le competenti Autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve. Considerata l'inazione delle Autorità nigeriane, Eni ha avviato da alcuni anni un arbitrato presso l'ICSID, il Centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. Indipendentemente dall'esito dell'arbitrato, la stima del valore recuperabile dell'asset nella prospettiva di utilizzo economico e con attualizzazione dei flussi di cassa attesi al WACC paese (8%) ne conferma la tenuta.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €22.650 milioni (€21.715 milioni al 31 dicembre 2022).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €347 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Enilive e Refining.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2022) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €91 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2022).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi.

13 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	**Totale**
2023									
Valore iniziale netto	**2.142**	**148**	**682**	**457**	**19**	**595**	**42**	**361**	**4.446**
Incrementi	14	570	402	133	19	110	14	322	1.584
Ammortamenti[(a)]	(145)	(219)	(315)	(74)	(18)	(125)	(12)	(65)	(973)
Svalutazioni			(3)		(2)			(36)	(41)
Riprese di valore			3					2	5
Differenze di cambio da conversione	(71)	(8)	(5)	4		(2)		(7)	(89)
Variazione dell'area di consolidamento						3		10	13
Altre variazioni	37	(42)	(40)	(28)	(1)	(1)	(27)	(9)	(111)
Valore finale netto	**1.977**	**449**	**724**	**492**	**17**	**580**	**17**	**578**	**4.834**
Valore finale lordo	2.409	985	1.593	822	81	1.039	47	826	7.802
Fondo ammortamento e svalutazione	432	536	869	330	64	459	30	248	2.968
2022									
Valore iniziale netto	**2.667**	**183**	**575**	**454**	**14**	**618**	**48**	**262**	**4.821**
Incrementi	1.342	189	530	76	28	108	21	110	2.404
Ammortamenti[(a)]	(226)	(197)	(303)	(70)	(13)	(130)	(21)	(53)	(1.013)
Svalutazioni			(5)		(5)		(1)	(7)	(18)
Riprese di valore			14						14
Differenze di cambio da conversione	239	12	10	3		3			267
Variazione dell'area di consolidamento	(1.878)	(34)	(39)			(1)		73	(1.879)
Altre variazioni	(2)	(5)	(100)	(6)	(5)	(3)	(5)	(24)	(150)
Valore finale netto	**2.142**	**148**	**682**	**457**	**19**	**595**	**42**	**361**	**4.446**
Valore finale lordo	2.507	516	1.360	734	87	1.010	86	562	6.862
Fondo ammortamento e svalutazione	365	368	678	277	68	415	44	201	2.416

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €4.834 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.959 milioni (€2.653 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 13 e 17 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Enilive, Refining e Chimica per €965 milioni (€800 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €519 milioni (€548 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

Gli incrementi sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €1.023 milioni e riguardano in particolare il noleggio di "rig" di perforazione per €570 milioni e mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas per €167 milioni; (ii) alla linea di business Enilive e Refining per €408 milioni e riguardano in particolare la locazione di mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA per €220 milioni, nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing per €146 milioni; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €63 milioni e riguardano in particolare la locazione di beni per le attività di staff per €44 milioni (informatica e immobili).

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €131 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €1.177 milioni; (ii) opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €545 milioni; (iii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €133 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2023			
Valore iniziale	**884**	**4.067**	**4.951**
Incrementi		1.584	1.584
Decrementi	(949)	(14)	(963)
Differenze di cambio da conversione	(16)	(81)	(97)
Variazione dell'area di consolidamento	1	12	13
Altre variazioni	1.208	(1.360)	(152)
Valore finale	**1.128**	**4.208**	**5.336**
2022			
Valore iniziale	**948**	**4.389**	**5.337**
Incrementi		2.401	2.401
Decrementi	(980)	(14)	(994)
Differenze di cambio da conversione	43	242	285
Variazione dell'area di consolidamento	(299)	(1.654)	(1.953)
Altre variazioni	1.172	(1.297)	(125)
Valore finale	**884**	**4.067**	**4.951**

La passività per beni in leasing è riferibile per €480 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €963 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €255 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.573 milioni e in euro per €1.608 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	17	6	18
	17	**6**	**18**
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- leasing di breve durata	59	113	85
- leasing di modico valore	37	27	31
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	20	14	14
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(5)	(5)	(4)
	111	**149**	**126**
Ammortamenti e svalutazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	973	1.013	928
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(199)	(186)	(110)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	41	18	59
- riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(5)	(14)	
	810	**831**	**877**
Proventi (oneri) finanziari			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(267)	(315)	(304)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	11	8	5
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	19	(4)	(34)
	(237)	**(311)**	**(333)**

14 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	**Totale**
2023							
Valore iniziale netto	**793**	**176**	**1.394**	**2.363**	**3.138**	**24**	**5.525**
Investimenti	20	41	415	476			476
Ammortamenti	(8)	(92)	(255)	(355)			(355)
Svalutazioni	(22)		(17)	(39)	(6)		(45)
Riprese di valore	11			11			11
Radiazioni	(85)		(3)	(88)			(88)
Variazione dell'area di consolidamento		291	461	752	25	2	779
Differenze di cambio da conversione	(19)		(1)	(20)			(20)
Altre variazioni	(27)	34	113	120	(24)		96
Valore finale netto	**663**	**450**	**2.107**	**3.220**	**3.133**	**26**	**6.379**
Valore finale lordo	1.295	2.119	4.674	8.088			
Fondo ammortamento e svalutazione	632	1.669	2.567	4.868			
2022							
Valore iniziale netto	**913**	**155**	**845**	**1.913**	**2.862**	**24**	**4.799**
Investimenti	53	28	275	356			356
Ammortamenti	(12)	(74)	(224)	(310)			(310)
Svalutazioni			(14)	(14)	(153)		(167)
Radiazioni	(13)			(13)			(13)
Variazione dell'area di consolidamento	(200)		391	191	482		673
Differenze di cambio da conversione	54		1	55	11		66
Altre variazioni	(2)	67	120	185	(64)		121
Valore finale netto	**793**	**176**	**1.394**	**2.363**	**3.138**	**24**	**5.525**
Valore finale lordo	1.428	1.806	3.705	6.939			
Fondo ammortamento e svalutazione	635	1.630	2.311	4.576			

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente in Egitto.
L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Diritti esplorativi proved	91	104
Diritti esplorativi unproved	572	689
	663	**793**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.
Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €85 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.
La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguarda: (i) per €515 milioni l'acquisizione del controllo del gruppo Novamont; (ii) per €237 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude e sono riferite in particolare alle società spagnole.
Le altre variazioni relative alle attività immateriali a vita utile definita riguardano: (i) per €58 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2022 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Altre informazioni); (ii) per €25 milioni il decremento relativo alla riclassifica ad attività destinate alla vendita dei diritti e potenziale esplorativo unproved della società Nigerian Agip Oil Co Ltd (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili).
Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.148 milioni (€692 milioni al 31 dicembre 2022) di cui €879 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili; (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €393 milioni (€358 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) customer relationship per €92 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€101 milioni al 31 dicembre 2022).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2022:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.656 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Plenitude	2.909	2.927
Enilive e Refining	102	102
Chimica	112	93
Corporate e Altre attività	10	16
	3.133	**3.138**

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €19 milioni all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont; (ii) per €6 milioni all'acquisizione effettuata nell'ambito delle attività renewables di Plenitude.

Le altre variazioni negative relative al goodwill di €24 milioni riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2022 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Altre informazioni).

I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €28 milioni.

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

La linea di business Plenitude è attiva nella commercializzazione retail di gas naturale ed energia elettrica, nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella gestione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici. Plenitude ha fatto diverse acquisizioni in ciascuna delle suddette attività che hanno portato alla rilevazione di valori significativi di goodwill negli esercizi precedenti e nel 2023 come descritto alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

L'avviamento allocato al business retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.215 milioni ed è stato sottoposto a test di recuperabilità creando un'unica CGU che copre tutti i mercati europei in cui Plenitude svolge le proprie attività retail, considerando l'esistenza di sinergie cross-market e da integrazione geografica. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail[29], compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2022. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei Paesi di operatività, compresi in un intorno del 5%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €6,4 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

La linea di business Plenitude relativa alle energie rinnovabili comprende un goodwill pari a €976 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia) nel 2023 e negli anni precedenti. Ai fini del test di recuperabilità le attività sono state raggruppate per CGU omogenee, corrispondenti ad aree geografiche, avuto riguardo ad aspetti tecnici, economici e contrattuali. La recuperabilità del goodwill è stata valutata con riferimento al complesso delle CGU. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. L'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management; per gli anni successivi la proiezione coincide con la vita economico-tecnica degli impianti utilizzando flussi di cassa normalizzati. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,5% e il 6,1%. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €130 milioni si azzera in caso di incremento medio di 0,3% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa il 4%.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica pari a €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

Tale goodwill è stato testato ai fini della recuperabilità sulla base dei flussi di cassa attesi del business basati sul piano quadriennale approvato e sulla perpetuity dell'ultimo anno di piano con un tasso di crescita del 4,6% che riflette le previsioni di vendita di veicoli elettrici scontati al WACC del 10,8%. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato, evidenziando un headroom di circa €400 milioni per il quale non vi sono assunzioni razionali che ne comportino l'azzeramento.

(29) All'interno della CGU Retail, l'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro della CGU di 1° livello Plenitude Energy Services è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati al 2050 che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management.

15 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione

La recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato. La determinazione dei flussi di cassa attesi associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione al futuro andamento di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, compreso gli oneri di CO_2 relativamente alle geografie dove vi sono obblighi legali, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. La previsione dei prezzi degli idrocarburi viene effettuata nell'ambito dell'elaborazione dello scenario Eni. Questo riflette le previsioni macroeconomiche e di settore, nonché le politiche, normative e tecnologie, in essere o ragionevolmente prevedibili per il futuro, fornendo all'azienda un quadro di riferimento unitario e coerente per le variabili economiche ed energetiche di interesse. Tali previsioni incorporano la migliore stima del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici, tenendo conto del mutevole contesto di mercato anche per le sfide legate alla transizione energetica. Lo scenario Eni, inoltre, è oggetto di costante benchmark con le view di banche d'affari e dei consulenti energetici.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, in moneta reale 2022 per comparabilità con lo scenario IEA:

	2024	2027	2030	2040	2050
Petrolio Brent $/bbl	73	68	68	58	48
Prezzo del gas naturale TTF $/mmBTU	8,7	9,9	6,8	6,8	6,2

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente, ad eccezione della previsione di minori prezzi del gas naturale nel breve termine. I prezzi effettivi utilizzati nella determinazione dei ricavi futuri delle proprietà Oil & Gas nella verifica di recuperabilità sono derivati dai principali benchmark applicando appropriati differenziali di prezzo stimati dal management per considerare fattori quali le differenti qualità dei greggi, gli specifici meccanismi di indicizzazione e andamenti regionali dei prezzi.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del Capital Asset Pricing Model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2023, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 7%, sostanzialmente invariato rispetto al 2022 per effetto di un minore costo dell'equity dovuto alla riduzione del rischio finanziario della Società, che ha compensato l'aumento dei tassi risk-free. Tale tasso è declinato nei diversi Paesi di conduzione delle attività Oil & Gas aggiungendo un premio differenziale rispetto al medio di portafoglio che sconta gli specifici rischi operativi di ciascuna geografia (WACC adjusted).

Sulla base dello scenario prezzi descritto e dei WACC paese così determinati, si registra la sostanziale tenuta dei valori d'iscrizione delle proprietà, ad eccezione di alcuni asset che sono stati allineati ai minori valori recuperabili per effetto di revisioni negative delle riserve e della riduzione attesa dei prezzi del gas naturale, rilevando circa €1 miliardo di svalutazioni nette. Le geografie interessate sono state principalmente Alaska, Golfo del Messico, Turkmenistan ed Australia in relazione alla revisione delle riserve e asset a gas in Italia in relazione al prezzo. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 6,0%-7,5%; i tassi di attualizzazione pre-tax per le principali svalutazioni si rideterminano in 5,1% in Italia e 20,3% in Alaska.

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas, stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) pari a circa l'80% del valore di libro degli asset. L'headroom del portafoglio complessivo sconta i costi attesi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della strategia di compensazione delle emissioni delle attività Oil & Gas, attraverso crediti di carbonio generati da "natural and technological based solutions". Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi ASA e Azule Energy Holdings Ltd. Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato le seguenti analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a differenti scenari rispetto al caso base: (i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività;

(iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO_2 dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA. Il valore d'uso complessivo delle proprietà Oil & Gas calcolato utilizzando i vari scenari di stress test evidenzia un margine "headroom" rispetto ai valori di libro; sono comunque possibili delle svalutazioni come riportato nella tabella successiva.

Di seguito i risultati in termini di variazione dell'headroom e di potenziali impatti di conto economico pre-tax:

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G Vs Valori di libro		Possibili svalutazioni	Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2022		
	Costi CO_2 deducibili	Costi CO_2 non deducibili	€ miliardi	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO_2
Scenario Eni	77%	-		48 $/bbl	6,2 $/mmBTU	Proiezioni costi CO_2 EU/ETS + previsione costi di forestry
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	56%	-	(1,0)			Proiezioni costi CO_2 EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario Eni con incremento WACC +1%	67%	-	(0,2)			Proiezioni costi CO_2 EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA NZE 2050	28%	23%	(3,2) - (4,3)	25 $/bbl	4,1 $/mmBTU	250-180$ per tonnellata di CO_2 (*)

(*) Range di valori a seconda di economie avanzate, emergenti con e senza impegni net zero. Per le economie minori previsto un costo inferiore.

Queste sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period.
La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Chimica e Generazione elettrica da gas a motivo dei valori contabili poco significativi delle immobilizzazioni materiali (rispettivamente €581 milioni e €766 milioni) e della vita economico-tecnica residua, mentre nessun impatto può essere associato alle raffinerie considerando che i loro valori contabili sono pari a zero.

16 Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2023 Partecipazioni in imprese controllate	2023 Partecipazioni in joint venture	2023 Partecipazioni in imprese collegate	2023 Totale	2022 Partecipazioni in imprese controllate	2022 Partecipazioni in joint venture	2022 Partecipazioni in imprese collegate	2022 Totale
Valore iniziale	**50**	**7.065**	**4.977**	**12.092**	**44**	**2.057**	**3.786**	**5.887**
Acquisizioni e sottoscrizioni	3	1.024	186	1.213	21	900	686	1.607
Cessioni e rimborsi					(2)	(1)	(477)	(480)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	4	818	800	1.622	5	474	1.684	2.163
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(149)	(129)	(281)	(6)	(197)	(82)	(285)
Decremento per dividendi	(1)	(939)	(1.060)	(2.000)	(3)	(483)	(708)	(1.194)
Variazione dell'area di consolidamento	3	13	(227)	(211)	5	(710)	(1.122)	(1.827)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(244)	(166)	(412)	2	(231)	230	1
Altre variazioni	(1)	662	(54)	607	(16)	5.256	980	6.220
Valore finale	**53**	**8.250**	**4.327**	**12.630**	**50**	**7.065**	**4.977**	**12.092**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €882 milioni l'acquisizione da PBF Energy Inc del 50% del capitale di St. Bernard Renewables Llc che opera la bioraffineria presso l'hub di Chalmette, in Louisiana (Stati Uniti d'America) la cui produzione è stata avviata nel secondo semestre. L'allocazione del prezzo alle attività nette acquisite è stata effettuata su base provvisoria con rilevazione di un goodwill di €45 milioni; (ii) per €154 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (5) (ex Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €42 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Eni 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito.
Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €653 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €356 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €296 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per €120 milioni; (v) Saipem SpA per €56 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per €49 milioni; (vii) Mozambique Rovuma Venture SpA per €47 milioni.
Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Vårgrønn AS per €50 milioni; (ii) St. Bernard Renewables Llc per €42 milioni; (iii) Coral FLNG SA per €40 milioni.
Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €829 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €640 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €277 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per €129 milioni; (v) SeaCorridor Srl per €95 milioni.
La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €227 milioni all'acquisizione del controllo di Novamont SpA. Le business combination sono commentate alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.
Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale a fair value della joint venture SeaCorridor Srl (quota Eni 50,1%) per €580 milioni, superiore di €414 milioni rispetto al valore di libro della corrispondente quota mantenuta, a seguito della business combination che ha comportato la cessione a Snam del 49,9% delle società Eni attive nella gestione del trasporto del gas naturale dall'Algeria mediante i gasdotti TTPC e TMPC.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2023 Valore contabile	31.12.2023 % di partecipazione	31.12.2022 Valore contabile	31.12.2022 % di partecipazione
Imprese controllate:				
- Altre	53		50	
	53		**50**	
Imprese in joint venture:				
- Azule Energy Holdings Ltd	4.750	50,00	5.073	50,00
- St. Bernard Renewables Llc	829	50,00		
- Saipem SpA	722	31,20	645	31,20
- SeaCorridor Srl	530	50,10		
- Cardón IV SA	443	50,00	433	50,00
- Mozambique Rovuma Venture SpA	343	35,71	308	35,71
- Vårgrønn AS	336	65,00	370	65,00
- GreenIT SpA	92	51,00	74	51,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	43	50,00	41	50,00
- Hergo Renewables SpA	32	65,00	33	65,00
- LabAnalysis Environmental Scienze Srl	25	30,00		
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	21	70,00	29	70,00
- Altre	84		59	
	8.250		**7.065**	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	2.434	20,00	2.497	20,00
- Vår Energi ASA	447	63,04	763	63,08
- QatarEnergy LNG NFE (5)	439	25,00	302	25,00
- Coral FLNG SA	239	25,00	330	25,00
- ADNOC Global Trading Ltd	145	20,00	158	20,00
- United Gas Derivatives Co	81	33,33	72	33,33
- Novis Renewables Holdings Llc	70	49,00	74	49,00
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	70	99,00	73	99,00
- Novamont SpA			255	35,00
- Altre	402		453	
	4.327		**4.977**	
	12.630		**12.092**	

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Al 31 dicembre 2023 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA
Numero di azioni ordinarie	622.476.192	1.573.713.749
% di partecipazione	31,20	63,04
Prezzo delle azioni (€)	1,47000	2,86287
Valore di mercato (€ milioni)	915	4.505
Valore di libro (€ milioni)	722	447

Al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €193 milioni; il valore di carico è allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata, al netto della quota ascrivibile all'emissione di obbligazioni convertibili.

Al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €4.058 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale	**1.202**	**1.294**
Acquisizioni e sottoscrizioni	102	68
Valutazione al fair value con effetto a OCI	45	56
Differenze di cambio da conversione	(28)	42
Altre variazioni	(65)	(258)
Valore finale	**1.256**	**1.202**

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2023 include: (i) la Nigeria LNG Ltd per €642 milioni (€668 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) la Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €121 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €78 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2022).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2023 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

	31.12.2023		31.12.2022	
(€ milioni)	**Correnti**	**Non correnti**	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	34	2.240	11	1.911
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	7		8	
	41	**2.240**	**19**	**1.911**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	855		1.485	
	896	**2.240**	**1.504**	**1.911**
Titoli strumentali all'attività operativa		61		56
	896	**2.301**	**1.504**	**1.967**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale	**391**	**403**
Accantonamenti	15	13
Rilasci	(9)	(43)
Differenze di cambio da conversione	(13)	21
Altre variazioni	(1)	(3)
Valore finale	**383**	**391**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€2.173 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.339 milioni (€1.187 milioni al 31 dicembre 2022), impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico; (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €453 milioni (€356 milioni al 31 dicembre 2022).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €149 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2022).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €2.285 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 5,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €712 milioni (€1.266 milioni al 31 dicembre 2022) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €630 milioni e €2.503 milioni.

Titoli per €19 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2022) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	19	19	17	da 0 a 2,65	dal 2024 al 2031	Baa3	BBB
Altri[a]	25	25	25	da 0,1 a 5,0	dal 2024 al 2027	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB-
Tasso variabile							
Italia	12	12	12	da 4,62 a 5,07	dal 2024 al 2026	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	**56**	**56**	**54**				
Altri istituti finanziari							
Banca Europea per gli investimenti	5	5	5	3,98	dal 2023 al 2024	Aaa	AAA
Totale	**61**	**61**	**59**				

(a) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €55 milioni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	14.231	19.527
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	717	606
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.335	2.561
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.215	1.235
Debiti verso altri	2.156	1.780
	20.654	**25.709**

Il decremento dei debiti commerciali di €5.296 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio per €5.711 milioni e risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei debiti e, in aumento, al settore Enilive, Refining e Chimica per €493 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €728 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) debiti verso il personale per €287 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €187 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €110 milioni (€100 milioni al 31 dicembre 2022).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €10.200 milioni e €10.421 milioni.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

19 Passività finanziarie

	31.12.2023				31.12.2022			
(€ milioni)	**Passività finanziarie a breve termine**	**Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine**	**Passività finanziarie a lungo termine**	**Totale**	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	2.810	600	1.116	**4.526**	3.645	851	1.999	**6.495**
Obbligazioni ordinarie		1.956	19.535	**21.491**		2.142	17.368	**19.510**
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		9	917	**926**				
Altri finanziatori	1.282	356	148	**1.786**	801	104	7	**912**
	4.092	**2.921**	**21.716**	**28.729**	**4.446**	**3.097**	**19.374**	**26.917**

L'incremento delle passività finanziarie di €1.812 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 31 dicembre 2023 le passività finanziarie con banche comprendono per €701 milioni contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che sono indicati nel commento dei prestiti obbligazionari.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €732 milioni e a €862 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium-Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	**Totale**	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Euro Medium-Term Notes						
Eni SpA	1.250	22	**1.272**	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.200	14	**1.214**	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	31	**1.031**	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	12	**1.012**	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	4	**1.004**	EUR	2030	0,625
Eni SpA	1.000	4	**1.004**	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	10	**1.010**	EUR	2031	2,000
Eni SpA	900	1	**901**	EUR	2024	0,625
Eni SpA	800	3	**803**	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	13	**763**	EUR	2024	1,750
Eni SpA	750	8	**758**	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(3)	**747**	EUR	2034	1,000
Eni SpA	679	10	**689**	USD	2027	variabile
Eni SpA	650	5	**655**	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	(2)	**598**	EUR	2028	1,125
Eni SpA	500	3	**503**	EUR	2025	1,275
Eni SpA	452		**452**	USD	2026	variabile
Eni SpA	452	(1)	**451**	USD	2026	variabile
Eni SpA	100	4	**104**	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75	2	**77**	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70	1	**71**	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50	(1)	**49**	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000	(1)	**999**	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	14	**764**	EUR	2027	3,625
	16.778	**153**	**16.931**			
Altri prestiti obbligazionari						
Eni SpA	905	7	**912**	USD	2028	4,750
Eni SpA	905	1	**906**	USD	2029	4,250
Eni USA Inc	362	1	**363**	USD	2027	7,300
Eni SpA	317	1	**318**	USD	2040	5,700
Eni Plenitude Wind 2022 SpA	17		**17**	EUR	2031	variabile
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	44	**2.044**	EUR	2028	4,300
	4.506	**54**	**4.560**			
	21.284	**207**	**21.491**			

Nell'anno sono stati emessi complessivamente prestiti obbligazionari ordinari per €4.000 milioni. Le nuove emissioni hanno riguardato, in particolare, un prestito obbligazionario di €1.250 milioni all'interno del programma Euro Medium Term Notes e due prestiti obbligazionari collegati al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, il primo destinato ad un pubblico retail di €2.000 milioni e il secondo nell'ambito del programma Euro Medium Term Notes di €750 milioni. I parametri di sostenibilità sono: (i) Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 5,2 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti al 31 dicembre 2025; (ii) capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Eni SpA nell'ambito del programma Euro Medium-Term Notes ha in essere, inoltre, un sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 +

Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.821 milioni. Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	**Totale**	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked	1.000	5	**1.005**	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	*920*	*6*	***926***			
di cui: componente di patrimonio nettto	*80*	*(1)*	***79***			

Nel corso del 2023 Eni SpA ha emesso un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni, saranno emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e pagheranno una cedola annuale del 2,95%. Il prezzo di conversione sarà di €17,5513, rappresentante un premio del 20% sopra il prezzo di riferimento di €14,6261, determinato come prezzo medio ponderato (Volume Weighted Average Price o VWAP) delle azioni ordinarie Eni rilevato sul mercato regolamentato di Borsa Italiana nella giornata del 7 settembre 2023 tra il momento di avvio delle contrattazioni e la fissazione dei termini economici del collocamento. Le obbligazioni saranno collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni.
Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2023				31.12.2022			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	**Tasso medio ponderato** (%)	**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** (€ milioni)	**Tasso medio ponderato** (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)
Euro	3.469	3,3	20.293	2,4	3.994	0,9	17.171	1,8
Dollaro USA	614	5,5	4.342	5,9	337	2,2	5.298	5,1
Altre valute	9	2,5	2	5,9	115		2	2,4
Totale	**4.092**		**24.637**		**4.446**		**22.471**	

Al 31 dicembre 2023 Eni dispone di linee di credito committed di €9.120 milioni (€8.298 milioni al 31 dicembre 2022). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Le linee di credito committed si analizzano come segue:

(€ milioni)	**31.12.2023**	31.12.2022
Linee di credito sustainability-linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate	9.000	8.100
Altre linee di credito a lungo non utilizzate	12	2
Altre linee di credito a lungo comprensive delle quote a breve utilizzate	3	70
Linee di credito a lungo termine	**9.015**	**8.172**
Linee di credito a breve non utilizzate	38	43
Linee di credito a breve utilizzate	67	83
Linee di credito a breve termine	**105**	**126**
	9.120	**8.298**

Al 31 dicembre 2023 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	21.025	18.167
Obbligazioni convertibili sustainability-linked	1.061	
Banche	1.652	2.733
Altri finanziatori	505	111
	24.243	**21.011**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 5,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2022	**22.471**	**4.446**	**4.951**	**31.868**
Variazioni monetarie	1.810	(1.495)	(963)	**(648)**
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(144)	182	(116)	**(78)**
Variazione area di consolidamento	38	352	13	**403**
Altre variazioni non monetarie	462	607	1.451	**2.520**
Valore al 31.12.2023	**24.637**	**4.092**	**5.336**	**34.065**
Valore al 31.12.2021	**25.495**	**2.299**	**5.337**	**33.131**
Variazioni monetarie	(3.944)	1.375	(994)	**(3.563)**
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	208	547	289	**1.044**
Variazione area di consolidamento	477	(95)	(1.953)	**(1.571)**
Altre variazioni non monetarie	235	320	2.272	**2.827**
Valore al 31.12.2022	**22.471**	**4.446**	**4.951**	**31.868**

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont per €211 milioni e alle acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude per €33 milioni.
Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.584 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €1.047 milioni di debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario. Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
A. Disponibilità liquide	3.731	3.351
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.462	6.804
C. Altre attività finanziarie correnti	7.637	9.736
D. Liquidità (A+B+C)	**17.830**	**19.891**
E. Debito finanziario corrente	6.057	6.588
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.084	1.839
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**8.141**	**8.427**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	**(9.689)**	**(11.464)**
I. Debito finanziario non corrente	5.472	6.073
J. Strumenti di debito	20.452	17.368
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**25.924**	**23.441**
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	**16.235**	**11.977**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €205 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2022) soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.
Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 - Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.
La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.128 milioni e €4.208 milioni (rispettivamente €884 milioni e €4.067 milioni al 31 dicembre 2022) di cui €480 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL)	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2022	**9.322**	**3.503**	**947**	**219**	**327**	**189**	**97**	**663**	**15.267**
Accantonamenti	310	783	132	16	97	20	3	574	**1.935**
Rilevazione iniziale e variazione stima	748								**748**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	284	57							**341**
Utilizzi a fronte oneri	(731)	(476)	(202)	(16)	(161)			(75)	**(1.661)**
Rilasci per esuberanza	(5)	(224)	(219)	(8)		(15)	(4)	(41)	**(516)**
Differenze cambio da conversione	(156)	(2)	(11)	(4)		(1)		(4)	**(178)**
Variazione area di consolidamento	88								**88**
Altre variazioni	(390)	(28)	34	(24)	(18)	15	9	(89)	**(491)**
Valore al 31.12.2023	**9.470**	**3.613**	**681**	**183**	**245**	**208**	**105**	**1.028**	**15.533**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €8.027 milioni la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per €817 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €442 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per €547 milioni la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della business Enilive e Refining. Gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano: (i) per €185 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o non produttivi; (ii) per €92 milioni la demolizione e la rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore; (iii) per €33 milioni lo smantellamento di un impianto petrolchimico e il conseguente ripristino del sito. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento/ripristino (principalmente in UK, Italia, USA e Libia) e l'effetto incrementativo dell'attualizzazione in relazione al ridimensionamento della curva dei tassi d'interesse dell'area Euro. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,2% e il 5,4% (-0,3% e 6,1% al 31 dicembre 2022). La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production per €87 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per €283 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (ii) per circa €200 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (iii) per €58 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.391 milioni e alla linea di business Enilive e Refining per €739 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €290 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €154 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme offshore Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €38 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €168 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL) accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Sulla base delle previsioni di esborso in relazione all'avanzamento delle attività di bonifica e di decommissioning di asset petroliferi esauriti, la quota a breve termine dei fondi rischi ammonta a circa €1,3 miliardi.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Piani a benefici definiti:		
- TFR	156	177
- Piani esteri a benefici definiti	121	142
- Fisde, altri piani medici esteri e altri	118	126
	395	**445**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	353	341
	748	**786**

La passività relativa agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €120 milioni, il contratto di espansione per €118 milioni, i piani isopensione di Eni Plenitude SpA Società Benefit per €77 milioni, i premi di anzianità per €26 milioni e gli altri piani a lungo termine per €12 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2023						2022					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**177**	**644**	**126**	**947**	**341**	**1.288**	**227**	**761**	**162**	**1.150**	**301**	**1.451**
Costo corrente	1	10	2	**13**	51	**64**	1	11	3	**15**	52	**67**
Interessi passivi	6	29	4	**39**	10	**49**	2	24	2	**28**	1	**29**
Rivalutazioni:	5	24	1	**30**	(2)	**28**	(26)	(118)	(33)	**(177)**	(22)	**(199)**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*1*	*1*		***2***	*(1)*	***1***		*9*		***9***	*(2)*	***7***
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*4*	*8*	*2*	***14***	*1*	***15***	*(34)*	*(144)*	*(35)*	***(213)***	*(15)*	***(228)***
- Effetto dell'esperienza passata		*15*	*(1)*	***14***	*(2)*	***12***	*8*	*17*	*2*	***27***	*(5)*	***22***
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2	(13)	4	**(7)**	91	**84**					127	**127**
Contributi al piano:		1		**1**		**1**		1		**1**		**1**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
Benefici pagati	(37)	(39)	(9)	**(85)**	(97)	**(182)**	(28)	(30)	(8)	**(66)**	(87)	**(153)**
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(147)	(6)	**(153)**	(2)	**(155)**		(2)	(2)	**(4)**		**(4)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	(129)	(4)	**(131)**	(39)	**(170)**	1	(3)	2		(31)	**(31)**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**156**	**380**	**118**	**654**	**353**	**1.007**	**177**	**644**	**126**	**947**	**341**	**1.288**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**503**		**503**		**503**		**633**		**633**		**633**
Interessi attivi		19		**19**		**19**		18		**18**		**18**
Rendimento delle attività a servizio del piano								(117)		**(117)**		**(117)**
Spese amministrative pagate								(1)		**(1)**		**(1)**
Contributi al piano:		25		**25**		**25**		14		**14**		**14**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*1*		***1***		***1***
- Contributi del datore di lavoro		*24*		***24***		***24***		*13*		***13***		***13***
Benefici pagati		(31)		**(31)**		**(31)**		(21)		**(21)**		**(21)**
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(123)		**(123)**		**(123)**						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(132)		**(132)**		**(132)**		(23)		**(23)**		**(23)**
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**261**		**261**		**261**		**503**		**503**		**503**
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**
Modifiche nel massimale di attività		1		**1**		**1**						
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		**2**		**2**		**2**		**1**		**1**		**1**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**156**	**121**	**118**	**395**	**353**	**748**	**177**	**142**	**126**	**445**	**341**	**786**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2023						
Costo corrente	1	10	2	**13**	51	**64**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2	(13)	4	**(7)**	91	**84**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*6*	*29*	*4*	***39***	*10*	***49***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(19)*		***(19)***		***(19)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	10	4	**20**	10	***30***
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*10*	***10***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*6*	*10*	*4*	***20***		***20***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	**(2)**
Spese amministrative pagate						
Totale	**9**	**7**	**10**	**26**	**150**	**176**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	*3*	*(3)*	*6*	***6***	*150*	***156***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*6*	*10*	*4*	***20***		***20***
2022						
Costo corrente	1	11	3	**15**	52	**67**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					127	**127**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*	*24*	*2*	***28***	*1*	***29***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(18)*		***(18)***		***(18)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	6	2	**10**	1	**11**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*1*	***1***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*6*	*2*	***10***		***10***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(22)	**(22)**
Spese amministrative pagate		1		**1**		**1**
Totale	**3**	**18**	**5**	**26**	**158**	**184**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	*1*	*12*	*3*	***16***	*158*	***174***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*6*	*2*	***10***		***10***

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2023				2022			
(€ milioni)	**TFR**	**Piani esteri a benefici definiti**	**Fisde, altri piani medici esteri e altri**	**Totale piani a benefici definiti**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	1	1		**2**		9		**9**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	8	2	**14**	(34)	(144)	(35)	**(213)**
- Effetto dell'esperienza passata		15	(1)	**14**	8	17	2	**27**
- Rendimento delle attività a servizio del piano						117		**117**
- Modifiche nel massimale di attività		1		**1**				
	5	**25**	**1**	**31**	**(26)**	**(1)**	**(33)**	**(60)**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2023									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	4	24	121	11	55		5	15	**235**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							26		**26**
	4	**24**	**121**	**11**	**55**		**31**	**15**	**261**
31.12.2022									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	23	25	260	11	4	4	26	146	**499**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		**4**
	23	**25**	**260**	**11**	**4**	**4**	**30**	**146**	**503**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2023					
Tasso di sconto	(%)	3,1	1,4-25,9	3,1	3,1-3,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	1,9-20,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,2-15,5	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-23	24	
2022					
Tasso di sconto	(%)	3,7	2,2-15,4	3,7	3,4-3,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,4	1,9-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	2,4	1,2-11,5	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-24	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2023						
Tasso di sconto	(%)	3,2-3,3	1,4-4,5	3,2-25,9	6,9	1,4-25,9
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0	5,0-20,0	5,0	1,9-20,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,1	1,2-3,4	3,1-15,5	3,5	1,2-15,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23	14-18		14-23
2022						
Tasso di sconto	(%)	3,5-3,8	2,2-4,8	3,8-15,4	7,0	2,2-15,4
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0-4,0	1,9-12,5	5,0	1,9-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,2	1,2-3,5	3,0-11,5	3,0	1,2-11,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-24	13-17		13-24

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono irrilevanti. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €147 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti. Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2023					
2024		14	24	9	107
2025		13	22	9	103
2026		14	23	7	86
2027		16	22	7	30
2028		18	23	7	14
Oltre		81	7	79	13
Durata media ponderata	(anni)	**6,8**	**13,6**	**10,8**	**2,3**
31.12.2022					
2023		14	29	7	94
2024		13	28	7	95
2025		14	26	7	85
2026		17	35	7	30
2027		15	31	7	16
Oltre		104	(7)	91	21
Durata media ponderata	(anni)	**7,5**	**13,2**	**11,5**	**2,5**

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde	8.461	9.315
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.759)	(4.221)
Passività per imposte differite	**4.702**	**5.094**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.241	8.790
Passività per imposte differite compensabili	(3.759)	(4.221)
Attività per imposte anticipate	**4.482**	**4.569**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.028	6.707
- contratti derivati	451	788
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	305	288
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	265	276
- contratti di leasing IFRS 16	150	162
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	47	52
- altre	1.215	1.042
	8.461	**9.315**
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.677)	(6.752)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.802)	(1.986)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.567)	(1.710)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.517)	(1.490)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.279)	(1.246)
- contratti di leasing IFRS 16	(198)	(182)
- benefici ai dipendenti	(168)	(161)
- utili infragruppo	(57)	(68)
- contratti derivati	(236)	(60)
- over/under lifting	(124)	(59)
- altre	(1.284)	(1.246)
	(13.909)	**(14.960)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**5.668**	**6.170**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(8.241)**	**(8.790)**

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2022	**9.315**	**(14.960)**	**6.170**	**(8.790)**
Incrementi	654	(2.161)	639	(1.522)
Decrementi	(1.099)	2.565	(861)	1.704
Variazioni con effetto ad OCI	(69)	223		223
Differenze di cambio da conversione	(247)	213	(68)	145
Variazione area di consolidamento	348	(183)	13	(170)
Altre variazioni	(441)	394	(225)	169
Valore al 31.12.2023	**8.461**	**(13.909)**	**5.668**	**(8.241)**
Valore al 31.12.2021	**10.668**	**(17.150)**	**8.604**	**(8.546)**
Incrementi	1.176	(2.215)	464	(1.751)
Decrementi	(1.351)	2.532	(2.409)	123
Variazioni con effetto ad OCI	382	(147)		(147)
Differenze di cambio da conversione	611	(610)	165	(445)
Variazione area di consolidamento	(1.951)	2.279	(549)	1.730
Altre variazioni	(220)	351	(105)	246
Valore al 31.12.2022	**9.315**	**(14.960)**	**6.170**	**(8.790)**

Le perdite fiscali ammontano a €21.896 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €17.319 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €12.063 milioni e a società estere per €9.833 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.895 milioni e €2.782 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 28,3% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €3.975 milioni e a società estere per €1.693 milioni.

Sono state ripristinate attività per imposte anticipate delle società italiane per €538 milioni in relazione ai maggiori imponibili attesi.

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2023 Fair value attivo	31.12.2023 Fair value passivo	31.12.2023 Gerarchia del fair value - Livello	31.12.2022 Fair value attivo	31.12.2022 Fair value passivo	31.12.2022 Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	70	168	2	110	132	2
- Interest currency swap		84	2	1	144	2
- Outright				3	12	2
	70	**252**		**114**	**288**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	62	34	2	137	58	2
	62	**34**		**137**	**58**	
Contratti su merci						
- Over the counter	2.902	2.103	2	9.571	8.663	2
- Future	3.027	2.905	1	6.886	5.764	1
- Opzioni	106	114	2		2	1
- Altro	11		2		80	2
	6.046	**5.122**		**16.457**	**14.509**	
	6.178	**5.408**		**16.708**	**14.855**	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	80	13	2			
- Future				339	192	1
	80	**13**		**339**	**192**	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	6		1	21		2
	6			**21**		
	86	**13**		**360**	**192**	
Opzioni						
- Altre opzioni		41	2		144	3
		41			**144**	
Totale contratti derivati lordi	**6.264**	**5.462**		**17.068**	**15.191**	
Compensazione	(2.895)	(2.895)		(5.863)	(5.863)	
Totale contratti derivati netti	**3.369**	**2.567**		**11.205**	**9.328**	
Di cui:						
- correnti	3.323	2.414		11.076	9.042	
- non correnti	46	153		129	286	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda essenzialmente vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 - Patrimonio netto.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Eni ha in essere interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2023 il fair value di tali contratti è attivo per €15 milioni.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.562 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €75 milioni nel corso del 2023) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.135 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita principalmente a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2023 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2023			31.12.2022		
(€ milioni)	**Valore nominale dello strumento di copertura**	**Variazione fair value efficace**	**Variazione fair value inefficace**	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su commodity						
- Over the counter	310	147	6	83	(4)	
- Future		(23)		1.350	(3.912)	275
- Altri					9	
	310	**124**	**6**	**1.433**	**(3.907)**	**275**
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	128	(19)		127	24	
	128	**(19)**		**127**	**24**	
	438	**105**	**6**	**1.560**	**(3.883)**	**275**

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2023 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	31.12.2023 Riserva cash flow hedge	31.12.2023 Rigiro a conto economico	31.12.2022 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	31.12.2022 Riserva cash flow hedge	31.12.2022 Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	(169)	56	(436)	4.059	(499)	(4.666)
	(169)	**56**	**(436)**	**4.059**	**(499)**	**(4.666)**
Contratti su interessi						
- Flussi su ammontari coperti	(19)	(6)		(15)	16	(11)
	(19)	**(6)**		**(15)**	**16**	**(11)**
	(188)	**50**	**(436)**	**4.044**	**(483)**	**(4.677)**

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	275	(51)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	472	(2.011)	954
	478	**(1.736)**	**903**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.
I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2023	2022	2021
- Strumenti finanziari derivati su valute	(63)	(70)	(322)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	2	81	16
- Opzioni		2	
	(61)	**13**	**(306)**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €2.609 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2022) e passività direttamente associabili €1.862 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2022) riguardano principalmente l'accordo di cessione degli asset onshore in Nigeria e di alcuni permessi petroliferi in Congo. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €2.597 milioni (di cui attività correnti €846 milioni) e a €1.862 milioni (di cui passività correnti €681 milioni).

Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2022 relative alle attività di trasporto del gas naturale dall'Algeria e alle attività esplorative in Gabon come descritto alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

26 Patrimonio netto

INTERESSENZE DI TERZI

	Risultato netto		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2023**	2022	**31.12.2023**	31.12.2022
Gruppo Enipower	86	54	406	373
Gruppo Eni Plenitude	3	20	54	97
Altre				1
	89	**74**	**460**	**471**

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	**31.12.2023**	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	32.988	23.455
Riserva per differenze cambio da conversione	5.238	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.333	2.937
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	36	(342)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(88)	(58)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	98	46
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	98	53
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	
- Altre riserve		190
Azioni proprie	(2.333)	(2.937)
Utile (perdita) dell'esercizio	4.771	13.887
	53.184	**54.759**

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2023, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2022) ed è rappresentato da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.571.487.977 azioni ordinarie al 31 dicembre 2022).

Il 10 maggio 2023, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2023, stabilito in €0,94 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2023 (€0,24 per azione), novembre 2023 (€0,23 per azione), marzo 2024 (€0,24 per azione) e maggio 2024 (€0,23 per azione); (ii) l'annullamento di n. 195.550.084 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €2.400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società per l'esborso complessivo fino a €3,5 miliardi o fino a un massimo di n. 337.000.000 di azioni ordinarie, entro il termine del 30 aprile 2024, di cui: a) fino a massimo di n. 275.000.000 azioni per l'acquisto di azioni proprie finalizzato alla remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo di n. 62.000.000 azioni per la costituzione del cd. magazzino titoli. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2023 sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2022).

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto[a]	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2022	**(483)**	**141**	**(342)**	**(20)**	**(38)**	**(58)**	**46**	**53**
Variazione dell'esercizio	105	(32)	73	(31)	10	(21)	52	45
Differenze cambio				(43)	34	(9)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	3	(5)					
Riclassifica a riporto utili								
Variazione dell'area di consolidamento								
Rigiro a conto economico	436	(126)	310					
Riserva al 31.12.2023	**50**	**(14)**	**36**	**(94)**	**6**	**(88)**	**98**	**98**
Riserva al 31.12.2021	**(1.269)**	**373**	**(896)**	**(84)**	**(33)**	**(117)**	**54**	**141**
Variazione dell'esercizio	(3.883)	1.133	(2.750)	60	(5)	55	92	56
Differenze cambio				1		1		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	2	(6)					
Riclassifica a riporto utili								(144)
Variazione dell'area di consolidamento				3		3	1	
Rigiro a conto economico	4.677	(1.367)	3.310				(101)	
Riserva al 31.12.2022	**(483)**	**141**	**(342)**	**(20)**	**(38)**	**(58)**	**46**	**53**

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2023 comprende riserve negative pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (€1 milione al 31 dicembre 2022).

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022) e sono rappresentate da n. 157.115.336 azioni ordinarie Eni (226.097.834 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2022) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2023, sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni, sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 2.326.678 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2023 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2023	2022	**31.12.2023**	31.12.2022
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**3.272**	**5.403**	**51.019**	**52.520**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.202	7.375	(814)	(1.302)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile			153	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(2.266)	797	3.774	4.468
- eliminazione di utili infragruppo	86	124	(437)	(533)
- imposte sul reddito differite e anticipate	566	262	(51)	(76)
	4.860	**13.961**	**53.644**	**55.230**
Interessenze di terzi	(89)	(74)	(460)	(471)
Come da bilancio consolidato	**4.771**	**13.887**	**53.184**	**54.759**

27 Altre informazioni

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2023	2022	2021
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	408	147	262
Attività non correnti	1.985	1.981	1.124
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(91)	(541)	(486)
Passività correnti e non correnti	(622)	(366)	(349)
Effetto netto degli investimenti	**1.680**	**1.221**	**551**
Goodwill	25	482	1.574
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(271)	(21)	(99)
Interessenze di terzi	(2)	(15)	(4)
Totale prezzo di acquisto	**1.432**	**1.667**	**2.022**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(155)*	*(31)*	*(121)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**1.277**	**1.636**	**1.901**
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	130	1.377	2
Attività non correnti	153	8.618	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	180	(2.085)	
Passività correnti e non correnti	(124)	(2.351)	
Effetto netto dei disinvestimenti	**339**	**5.559**	**2**
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(580)	(5.726)	
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo	(7)	(918)	
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	427	2.704	
Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo	414		
Crediti per disinvestimenti	(173)	(1.609)	
Totale prezzo di vendita	**420**	**10**	**2**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(25)*	*(70)*	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	**395**	**(60)**	**2**
Business combination Unión Fenosa Gas			
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta			**232**
a dedurre:			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti			370
Attività non correnti			378
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			(128)
Passività correnti e non correnti			(420)
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati			**200**
Totale disinvestimenti netti			**32**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti			*42*
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			**74**
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	**395**	**(60)**	**76**

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2023 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

Gli investimenti del 2022 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% della società SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW; (ii) l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA) e del progetto di stoccaggio Guajillo; (iii) l'acquisizione del 100% della società Energía Eólica Boreas SLU con una capacità di generazione di 104,5 MW; (iv) l'acquisizione del 100% della società Export LNG Ltd che detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG; (v) l'acquisizione delle società PLT Energia Srl (ora Eni Plenitude Wind & Energy Srl) e SEF Srl (ora Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl).

I disinvestimenti del 2022 hanno riguardato: (i) la creazione con bp della joint venture paritetica upstream Azule Energy Holdings Ltd attraverso il conferimento e la perdita del controllo di Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV in cambio della partecipazione del 50% nella neocostituita entità; (ii) il conferimento del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Doggerbank A, B e C nel Regno Unito alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%); (iii) la cessione delle quote nelle attività di esplorazione e produzione in Pakistan.

Gli investimenti del 2021 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato della vendita retail di energia elettrica, gas e servizi; (ii) l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA) attiva nel settore della produzione di bioenergia; (iii) l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW; (iv) l'acquisizione di Dhamma Energy Group; (v) l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW; (vi) l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020; (vii) l'acquisizione da Zouk Capital e Aretex del 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2022 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	Energía Eólica Boreas SLU (Allocazione provvisoria)	Energía Eólica Boreas SLU (Allocazione definitiva)	PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl) (Allocazione provvisoria)	PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl) (Allocazione definitiva)
Attività correnti	1	1	145	145
Immobili, impianti e macchinari	100	100	532	532
Goodwill	18	16	412	390
Altre attività non correnti	157	160	288	337
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(59)	(59)	(390)	(390)
Passività correnti e non correnti	(114)	(115)	(237)	(264)
Effetto netto degli investimenti	**103**	**103**	**750**	**750**
Acconti versati nel 2021	(16)	(16)		
Totale prezzo di acquisto	**87**	**87**	**750**	**750**

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2022 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.

28 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imprese consolidate	7.772	7.082
Imprese controllate non consolidate	196	202
Imprese in joint venture e collegate	9.294	9.802
Altri	398	477
	17.660	**17.563**

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.783 milioni (€3.282 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €1.096 milioni (€1.098 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) contratti autonomi a copertura della vendita di gas stoccato, del trasporto di gas e dell'esposizione potenziale verso il sistema gas in Italia per €385 milioni (€388 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) garanzie rilasciate a enti previdenziali a fronte degli accordi di incentivazione all'esodo dei dipendenti per €375 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2022); (v) garanzie rilasciate all'Amministrazione finanziaria per rimborsi di crediti IVA per €258 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2022). L'impegno effettivo ammonta a €7.662 milioni (€7.003 milioni al 31 dicembre 2022).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi per €3.055 milioni rilasciati al gruppo Azule a fronte di contratti di leasing di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola (€3.164 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) garanzie rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Vår Energi ASA in relazione ad attività Oil & Gas per €2.013 milioni (€2.151 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.397 milioni (€1.613 milioni al 31 dicembre 2022), di cui €1.327 milioni (€1.378 milioni al 31 dicembre 2022) a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iv) contratti autonomi rilasciati a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.448 milioni (€1.499 milioni al 31 dicembre 2022) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (v) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank per €1.272 milioni (€1.259 milioni al 31 dicembre 2022). L'impegno effettivo ammonta a €6.077 milioni (€6.859 milioni al 31 dicembre 2022).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.357 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €184 milioni (€190 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) per €161 milioni (€167 milioni al 31 dicembre 2022) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €296 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2022).

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Impegni	79.513	77.481
Rischi	1.140	1.228
	80.653	**78.709**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €73.615 milioni (€73.334 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.619 milioni (€3.748 milioni al 31 dicembre 2022) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni del settore Exploration & Production per l'acquisto di Neptune Energy Group Limited ("Neptune") per circa €2 miliardi; (iv) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna, Stati Uniti e Italia per €107 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2022).

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €250 milioni (€262 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €879 milioni (€957 milioni al 31 dicembre 2022).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €11,4 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di un immobile da costruire, sottoscritto a luglio 2017 tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in costruzione a San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Successivamente in data 16 giugno 2023, le parti si sono accordate per avviare le procedure di consegna pur in assenza del completamento (previsto per aprile 2024) di uno dei parcheggi adiacenti il complesso immobiliare. I sopralluoghi e le verifiche propedeutiche alla consegna hanno comportato una serie di attività di rimedio di vizi e difformità sostanziali da parte della Proprietà da svolgersi prima della consegna e tutt'ora in corso di completamento, con conseguente mancato perfezionamento della stessa entro il 31 dicembre 2023. Eni ha, pertanto, applicato alla Proprietà le penali per ritardata consegna previste dal Contratto, assistite da fidejussioni a prima richiesta per l'importo di €16,86 milioni, in misura pari a circa €30 milioni.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali o di operazioni di perdita del controllo, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale correlabili al periodo durante il quale tali attività erano operate da Eni o anche a seguito del deconsolidamento di controllate. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Nell'ambito dei rapporti di fornitura di gas naturale di lungo termine con la società russa Gazprom, nel corso dell'esercizio 2023 le forniture a Eni, che ha regolarmente nominato le quantità minime contrattuali, si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2024 data anche l'invarianza del contesto esterno.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss sono stati aggiornati per tener conto della crisi energetica in atto e degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e alla guerra in Medio Oriente.

Al 31 dicembre 2023 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopraindicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA – incorporata in Eni SpA a dicembre 2023 – e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate (con Eni Finance International SA fino al giorno della sua incorporazione) garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione

del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finaliz-

zate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. Al 31 dicembre 2023 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-, in linea rispetto a quello di fine 2022.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2023 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2022) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	7,26	0,90	2,30	1,32	9,05	2,61	5,19	3,22
Tasso di cambio[a]	0,62	0,04	0,21	0,33	0,95	0,09	0,29	0,34

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA (incorporata in Eni SpA a dicembre 2023) e Banque Eni SA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	257,89	6,38	55,35	6,71	800,39	30,65	261,41	30,65
Trading[b]	1,53	0,05	0,43	0,21	1,63	0,01	0,36	0,04

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, EE-REVT, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, EE-REVT e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro[a]	0,22	0,13	0,18	0,19	0,30	0,16	0,23	0,16

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2023				2022			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA[a]	0,12	0,04	0,08	0,11	0,13	0,04	0,08	0,04

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una Probabilità di Default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default. All'interno del modello di gestione e controllo del rischio di credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio di credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e per l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio di credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA, da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Trading & Shipping Inc per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Credit Loss e concentrazione.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai progetti di sviluppo dell'azienda. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e ad alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento. A fronte del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la maggiore flessibilità finanziaria raggiunta lo scorso esercizio, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito

a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2023 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile in virtù del miglioramento dell'outlook italiano. Nel corso del 2023 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sustainability-linked sindacata con un pool di banche per un ammontare di €3,0 miliardi. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9,1 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
31.12.2023							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.340	2.689	3.219	2.611	5.520	7.780	**25.159**
Passività finanziarie a breve termine	4.092						**4.092**
Passività per beni in leasing	1.120	691	476	399	364	2.270	**5.320**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.414	21	40	5	37	50	**2.567**
	10.966	**3.401**	**3.735**	**3.015**	**5.921**	**10.100**	**37.138**
Interessi su debiti finanziari	738	676	572	496	389	804	**3.675**
Interessi su passività per beni in leasing	269	221	188	167	148	668	**1.661**
	1.007	**897**	**760**	**663**	**537**	**1.472**	**5.336**
Garanzie finanziarie	1.114						**1.114**

	Anni di scadenza						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.883	2.339	2.640	3.298	1.927	9.246	**22.333**
Passività finanziarie a breve termine	4.446						**4.446**
Passività per beni in leasing	851	584	445	365	347	2.312	**4.904**
Passività per strumenti finanziari derivati	9.042	1	51	54		180	**9.328**
	17.222	**2.924**	**3.136**	**3.717**	**2.274**	**11.738**	**41.011**
Interessi su debiti finanziari	590	494	459	365	284	716	**2.908**
Interessi su passività per beni in leasing	235	209	184	165	147	685	**1.625**
	825	**703**	**643**	**530**	**431**	**1.401**	**4.533**
Garanzie finanziarie	1.668						**1.668**

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi sono riferibili per €741 milioni (€760 milioni al 31 dicembre2022) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza 2024	2025-2028	Oltre	Totale
31.12.2023				
Debiti commerciali	14.231			**14.231**
Altri debiti e anticipi	6.423	50	104	**6.577**
	20.654	**50**	**104**	**20.808**

	Anni di scadenza 2023	2024-2027	Oltre	Totale
31.12.2022				
Debiti commerciali	19.527			**19.527**
Altri debiti e anticipi	6.182	77	110	**6.369**
	25.709	**77**	**110**	**25.896**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[30]

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2024 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza 2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**679**	**497**	**468**	**482**	**968**	**10.912**	**14.006**
Costi relativi a fondi ambientali	**646**	**495**	**399**	**368**	**305**	**1.406**	**3.619**
Impegni di acquisto[b]	**21.032**	**18.024**	**17.887**	**14.800**	**12.519**	**66.415**	**150.677**
- Gas							
Take-or-pay	17.904	17.286	17.358	14.463	12.330	65.919	**145.260**
Ship-or-pay	750	540	475	327	186	469	**2.747**
- Altri impegni di acquisto	2.378	198	54	10	3	27	**2.670**
Altri Impegni	**4**	**14**	**2**				**20**
- Memorandum di Intenti Val d'Agri	4	14	2				**20**
Totale[c]	**22.361**	**19.030**	**18.756**	**15.650**	**13.792**	**78.733**	**168.322**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto. Per i contratti take-or-pay con Gazprom si rinvia alla sezione "Altri impegni e rischi".
(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €552 milioni.

(30) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €35 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.
Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	**2024**	2025	2026	2027	Oltre	**Totale**
Impegni per investimenti committed	7.655	7.023	3.562	2.075	7.048	**27.363**

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

	2023			2022		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	**Valore di iscrizione**	**Conto economico**	**Altre componenti dell'utile complessivo**	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[a]	6.782	284		8.251	(55)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	837	417		2.006	(1.723)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	**1.256**	**255**	**45**	**1.202**	**351**	**56**
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	17.054	(285)		21.396	31	
- Crediti finanziari[e]	3.136	141		3.415	(16)	
- Titoli[a]	61	1		56		
- Debiti commerciali e altri debiti[a]	20.808	69		25.897	53	
- Debiti finanziari[f]	28.729	(734)		26.917	(692)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	**(35)**	**(442)**	**541**	**(129)**	**(4.677)**	**794**

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €478 milioni di proventi (oneri per €1.736 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €61 milioni di oneri (proventi per €13 milioni nel 2022).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €249 milioni di svalutazioni nette (€47 milioni di riprese di valore nette nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €36 milioni di oneri (oneri per €16 milioni nel 2022), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €15 milioni (stesso ammontare di interessi attivi nel 2022).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €144 milioni (€86 milioni nel 2022) e svalutazioni nette per €6 milioni (€111 milioni di svalutazioni nette nel 2022).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €743 milioni (€568 milioni nel 2022).
(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2023			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	19.936	3.385	16.551
Altre attività correnti	8.525	2.888	5.637
Altre attività non correnti	3.400	7	3.393
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.039	3.385	20.654
Altre passività correnti	8.467	2.888	5.579
Altre passività non correnti	4.103	7	4.096
31.12.2022			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	23.546	2.706	20.840
Altre attività correnti	18.684	5.863	12.821
Altre attività non correnti	2.236		2.236
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	28.415	2.706	25.709
Altre passività correnti	18.336	5.863	12.473
Altre passività non correnti	3.234		3.234

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €3.385 milioni (€2.651 milioni al 31 dicembre 2022) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €55 milioni al 31 dicembre 2022; (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €2.895 milioni (€5.863 milioni al 31 dicembre 2022).

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

i) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 la Procura di Crotone ha avviato un procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società POB fase 2 è stato approvato da parte del Ministero dell'Ambiente. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CTU integrativa all'esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico Ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

ii) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente a oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda", gestita da Eni Rewind SpA, alla quale è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari ammettendo la costituzione di parte civile del MITE, della Regione Sardegna e di altri enti e soggetti privati. Successivamente Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D.lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado; si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

iii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è tuttora in corso nella fase dibattimentale.

iv) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in

modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina 2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. Il giudizio di appello è in corso di svolgimento.

v) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.lgs. 231/01. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.lgs. 231/2001. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della nuova fattispecie di disastro ambientale. Nel prosieguo, nell'ambito di detto procedimento, numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more, di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile ed Eni si è ritualmente ricostituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.lgs. 231/01, la difesa di Eni SpA, considerata che è stata nuovamente respinta un'altra richiesta di citazione a giudizio avanzata dal Pubblico Ministero, ha depositato richiesta di archiviazione della contestazione. Il Pubblico Ministero, tuttavia, ha emesso una nuova richiesta di rinvio a giudizio ed è stata fissata udienza preliminare per il prossimo maggio 2024.

vi) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è

contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.

vii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Priolo, nonché di Versalis ai sensi del D.lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai consulenti tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza.

viii) **Versalis SpA. Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA - Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi. Contestazioni analoghe venivano ipotizzate a carico di altri dipendenti delle società coinsediate nel sito industriale di Priolo Gargallo nonché di IAS SpA, mentre le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 il GIP del Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Successivamente, le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. Parallelamente, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104 bis Disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto interministeriale del 12 settembre 2023 – ovverosia al c.d. decreto "Salva ISAB", volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale, che ha fissato la relativa udienza a maggio 2024. Nel frattempo, il procedimento penale, è tuttora pendente in fase di indagini.

ix) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale che ha provocato il decesso di un dipendente Eni e il ferimento di due contrattisti. Questi ultimi e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del D.lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista impegnata nei lavori. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice, su richiesta del PM, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

x) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti nell'area della raffineria di Gela. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto

acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha eseguito vari accertamenti ed ispezioni e ha successivamente proceduto al sequestro preventivo degli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito gestiti oggi da Eni Rewind, nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un Amministratore Giudiziario incaricato della relativa gestione. L'Amministratore Giudiziario ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da parte della Società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

xi) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la Società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali la Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La fase dell'udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente pendente in fase dibattimentale.

xii) **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia contesta, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del D.lgs. 231/2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xiii) **Eni SpA R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La Società ha provveduto al risarcimento del dipendente che ha subito le conseguenze dell'infortunio. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla Società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs 231/2001. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio. All'esito del primo grado di giudizio, in data 12 marzo 2024 il Tribunale ha emesso sentenza di assoluzione delle persone fisiche imputate e di Eni SpA ai sensi del D.lgs. 231/2001. Si è in attesa del deposito delle motivazioni della sentenza.

xiv) **Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.** A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ex D.lgs 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

xv) **Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.** È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori pro tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.lgs. n.231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito.
Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. Il procedimento, allo stato, pende in indagini preliminari, con tre accertamenti tecnici irripetibili in corso di svolgimento.

xvi) **Eni SpA – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo.** È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. n. 231/01. Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e il procedimento pende in fase di udienza preliminare.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

i) **Contenziosi in Kazakhstan.** Eni, congiuntamente ai suoi co-venturers è attualmente parte in numerose controversie con la Repubblica del Kazakhstan, che riguardano questioni ambientali, in relazione all'esito di un'ispezione sui permessi di emissione di zolfo, alcune pretese in relazione al recupero dei costi nell'ambito dei contratti di production sharing in essere e altre vertenze. Nel marzo 2023, la Repubblica del Kazakhstan ha nominato il proprio arbitro in ciascuna delle controversie, avviando formalmente il processo arbitrale. All'inizio di aprile 2024 la Repubblica del Kazakhstan ha depositato le proprie richieste di risarcimento. Eni sta valutando la fondatezza di tali pretese e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo attendibile l'esito.

ii) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da parte del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), ad effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta della sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica non concordate. Nel settembre 2020 Enirewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il MATTM e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida non quale atto idoneo a incidere - in via immediata e diretta - nella sfera giuridica dei ricorrenti. Il TAR non ha preso posizione sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi ad evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente.

iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili malformazioni.** A febbraio 2022 Eni Rewind è stata citata innanzi al Tribunale di Siracusa per risarcimento danni (€800.000 per ciascuno degli attori) da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, espongono di essere nati con gravi malformazioni a causa di sversamenti di mercurio dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo. Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra gli anni di nascita 1972 e 1975 . A seguito della costituzione di Edison SpA e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i due giudizi pendono attualmente in fase istruttoria.

iv) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività

degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello. In relazione al primo appello promosso contro la prima sentenza di merito del Tribunale civile di Gela. La Corte d'appello di Caltanissetta ha rigettato l'appello proposto e accolto l'appello proposto in via incidentale dalle società del Gruppo Eni, concernente la regolamentazione delle spese di lite afferenti al giudizio di primo grado e la denunciata erroneità della compensazione ivi operata non ricorrendone i presupposti di legge. La controparte ha proposto ricorso per Cassazione.

v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al risarcimento dei danni. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. il giudizio è in corso.

vi) **Eni SpA Eni Oil & Gas Inc. – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. A fronte di un articolato e lungo iter processuale, nel corso dell'estate 2023, i procedimenti sono stati assegnati definitivamente alle corti statali della California. A giugno 2023 Eni SpA e Eni Oil & Gas Inc hanno presentato assieme alle altre società convenute senza sede legale in California una motion to quash comune per contestare la giurisdizione della California, sul presupposto di non aver mai avuto contatti rilevanti con tale Stato e che pertanto vi sia una carenza di c.d. personal jurisdiction. A Novembre 2023, gli attori hanno presentato una petition for coordination finalizzata a riunire le fasi pregiudiziali dei procedimenti di fronte a un'unica corte statale. Il 14 dicembre 2023 l'associazione di pescatori che aveva promosso uno dei contenziosi ha rinunciato volontariamente alla causa. In data 25 gennaio 2024 il giudice competente ha accolto la petition for coordination e ha raccomandato come corte statale decisoria quella di San Francisco. Il 4 aprile 2024 si terrà una prima "Case Management Conference".

vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della Chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. Tra i responsabili del potenziale inquina-

mento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società). Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. Il giudizio prosegue.

viii) **Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico.** Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. In data 21 settembre 2023 Eni ha depositato in giudizio la propria comparsa di costituzione e risposta, corredata da una relazione tecnica, eccependo l'inammissibilità, l'improponibilità e la totale infondatezza delle domande degli attori. Nelle successive scadenze processuali del 5 e 26 gennaio e del 6 febbraio 2024, le Parti hanno depositato ulteriori memorie e documenti, prendendo posizione sulle difese avversarie. La prima udienza della causa (in forma cartolare, come richiesto dal Giudice) si è tenuta il 16 febbraio 2024. Il giudice si è riservato sulle istanze proposte dalle Parti. Si resta in attesa del provvedimento.

ix) **Eni SpA – NAOC / Associazione Egbema Voice of Freedom – Richiesta risarcimento danni.** Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni SpA un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa €48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allegamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione ad hoc conclusosi con un accordo tra le parti.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

i) **OPL 245 Nigeria.** In relazione alla stipula tra Eni, il Governo della Repubblica Federale della Nigeria "FGN" e un'altra compagnia petrolifera internazionale del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 relativo alla "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245, erano stati aperti diversi filoni d'indagine da parte delle autorità giudiziarie di Italia, UK e Nigeria aventi a oggetto presunti illeciti nell'assegnazione del blocco, compreso il reato di corruzione internazionale. Le indagini erano a carico di alcuni top manager dell'Eni e dell'Ente medesimo ai sensi del D. Lgs. 231/01. Eni – anche sulla base delle risultanze delle verifiche interne effettuate da uno studio legale statunitense indipendente incaricato da Collegio Sindacale e Organismo di Vigilanza - riteneva infondate le accuse. Anche il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha condotto proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento nel 2019 senza addebiti. La magistratura UK ha rinunciato all'azione per mancanza di competenza giurisdizionale. Il procedimento in Italia condotto dalla Procura di Milano, che aveva chiesto il rinvio a giudizio dei manager Eni coinvolti e dell'Ente, si è risolto in maniera totalmente favorevole per Eni, conclusosi con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Il giudizio di appello, promosso dai Pubblici Ministeri del primo grado e dal governo federale della Nigeria "FGN" in qualità di parte civile, si è concluso nel corso del 2022 confermando la sentenza di assoluzione primo grado che pertanto è diventata definitiva. Infine, "FGN" che nel 2023 aveva promosso ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello di Milano, chiedendone l'annullamento con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuizioni civili, rinunciava all'adire alla Cassazio-

ne, come si evince dalla lettera a firma dell'Attorney General trasmessa dopo due udienze a Londra dell'arbitrato ICSID. Tale arbitrato era stato promosso dall'Eni dopo la sentenza di assoluzione per tutelare l'investimento, chiedendo la conversione forzata in licenza estrattiva (OML) di quella esplorativa (OPL 245) oltre a 700 milioni di dollari di danno per il mero ritardo (oltre alla riserva per eventuali danni). Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria (NAE) è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011 all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021. Nel corso del procedimento sono stati ascoltati diversi testimoni convocati principalmente sulla richiesta della "Economic and Financial Crimes Commission" ("EFCC"). Alla luce della debolezza delle evidenze prodotte dall'EFCC, le parti convenute hanno presentato alla corte una richiesta di dichiarazione di non luogo a procedere alla quale l'EFCC non si è opposta, quantomeno per la parte relativa alle accuse mosse verso NAE, SNEPCO e il Ministro della Giustizia. Il giudizio prosegue.

3. Altri procedimenti in materia penale

i) **Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto – Procedimento penale per violazione accertamento accise.** Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto. All'esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. Il giudizio è in corso.

ii) **EniMed SpA – Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto flussante.** Il procedimento penale origina da un'indagine della GdF di Ragusa che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di flussante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato. A seguito di tali fatti, la medesima GdF ha avviato una verifica sulle modalità di contabilizzazione del flussante da parte della Società nel periodo 2018-2020 all'esito della quale sono state contestate alla Società ipotesi di irregolarità nella gestione del gasolio flussante con ipotizzate sottrazioni di imposte indirette (accise ed IVA) pari a circa €50 milioni. La Procura competente (Gela) dal canto suo ha promosso a carico dell'ex AD di EniMed (per gli anni 2018-2020) un procedimento per ipotesi di reato di cui all'art. 40 Testo Unico delle Accise. Il procedimento penale è stato esteso ad altri due dipendenti di EniMed sempre per la stessa ipotesi di reato. Nell'ambito dello stesso procedimento i soggetti terzi sono a giudizio per furto di flussante, ipotesi che invece vede EniMed identificata quale persona offesa. Il giudizio prosegue.

4. Contenziosi fiscali

i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base z della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle san-

zioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue. Il D.lgs. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria gli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante Enichem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – Enichem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** La Procura di Crotone aveva avviato nel 2010 un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991. Il procedimento a carico di alcuni dirigenti della società Eni Rewind si è concluso con sentenze di assoluzione per alcuni per non aver commesso il fatto e per altri per intervenuta prescrizione. In relazione ai suddetti casi di intervenuta prescrizione la Società ha ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito. Dal momento che la sentenza del GUP non è stata impugnata anche dalla Pubblica Accusa, la stessa non potrà che essere riformata in senso più favorevole agli appellanti.

ii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** Il complesso procedimento amministrativo avente a oggetto il risarcimento del danno ambientale di Cengio promosso dal Ministero dell'Ambiente protrattosi per circa sedici anni (la prima causa fu avviata nel 2008) si è concluso in modo favorevole per la società Eni coinvolta, Eni Rewind. Il Tribunale di Genova ha dapprima accolto la tesi difensiva per cui ha escluso che Eni Rewind possa essere individuata quale successore a titolo universale di Enimont, alla cui gestione è imputabile la contaminazione del sito. Successivamente, la società Eni e il Ministero hanno definito un accordo transattivo che prevede il riconoscimento da parte di Eni Rewind di misure per un valore di circa €8 milioni e il riconoscimento da parte del Ministero dell'adeguatezza delle opere già realizzate dall'azienda al conseguimento del pieno ripristino ambientale e al completo ristoro di qualsiasi danno ambientale. L'accordo è stato registrato presso la Corte dei Conti e la Corte d'Appello di Genova ha disposto l'estinzione del giudizio.

iii) **Eni SpA – Tribunale di Milano – Proc. Pen. 4659/2023.** Nel febbraio 2018 la Procura di Milano ha avviato un procedimento penale per presunti reati associativi finalizzati alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero, con l'intento tra l'altro di intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedevano coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti. Risultavano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. La Procura ha a più riprese acquisito documentazione da Eni e gli organi di controllo Eni hanno svolto proprie verifiche interne indipendenti della vicenda avvalendosi di consulenti esterni. Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione. Contestualmente nel maggio del 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria). Nel corso del 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale. Successivamente la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni. A esito della conclusione della complessa fase d'indagine, Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA sono risultati estranei alle contestazioni. È stata, quindi, disposta l'archiviazione delle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA. Il GIP ha, altresì, disposto l'archiviazione in relazione alle contestazioni per corruzione tra privati relative agli esponenti Eni e ad alcuni legali esterni. Nel decreto di archiviazione si dà atto che l'ipotizzata induzione a rendere dichiarazioni mendaci di Vincenzo Armanna nell'ambito del procedimento penale "OPL 245" si fondasse unicamente sulle dichiarazioni di soggetti (Amara - Armanna - Calafiore) che non presentavano il requisito dell'indipendenza e non hanno trovato il conforto dei riscontri cercati durante l'attività investigativa. In virtù di quanto precede, il narrato è stato ritenuto calunnioso, portando all'imputazione di Amara, Armanna e Calafiore per le dichiarazioni rese nei confronti dell'Amministratore Delegato e del Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni SpA.

In esito all'udienza preliminare Eni trading & Shipping in liquidazione ha perfezionato con la Procura l'accordo sull'applicazione della sanzione amministrativa (cd. patteggiamento) per l'illecito di cui agli art. 5, comma 1), lett a) 25 octies d.lgs. 231/2001.
Il procedimento penale è attualmente nella fase del dibattimento di primo grado. Eni, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed altri due manager di Eni sono parti civili per i reati di calunnia commessi nei loro confronti. Eni è, altresì, responsabile civile per due capi di imputazione.

iv) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** Si è concluso il procedimento penale avviato dalla Procura di Roma nel 2014, avente ad oggetto la presunta evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. Il procedimento, nel quale Eni compariva come parte offesa, riuniva tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, esteso poi a Eni; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento avviato dalla Procura di Roma avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise. La Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale; adottando provvedimenti di sequestro di apparecchiature che hanno interferito con l'attività operativa. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria ottenendo grazie agli impegni i dissequestri ed evitando fermi produttivi. A conclusione delle indagini preliminari la Procura di Roma ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti di numerosi indagati, tra cui oltre 40 posizioni Eni (dipendenti in servizio ed ex). Il processo per il presunto reato associativo, oggetto di stralcio da quello principale, si è concluso nel 2019 con sentenza di non luogo a procedere. Il processo penale principale per il presunto reato in materia di evasione di accise si è concluso a inizio 2023 con l'assoluzione di tutti i dipendenti ed ex dipendenti di Eni con sentenza di non luogo a procedere o proscioglimento per intervenuta prescrizione. Nel corso del 2019 in relazione alle pendenze fiscali si era addivenuti ad una definizione ed Eni aveva effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non era stato possibile ricostruire la relativa giustificazione.

v) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale avente a oggetto fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA) e con l'iscrizione di 9 imputati. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è stato, da ultimo, archiviato dal giudice per le indagini preliminari, conformemente alla richiesta presentata dal Pubblico Ministero procedente.

vi) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari aveva avviato un procedimento penale, per presunti reati di disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali nell'area denominata "palte fosfatiche" all'interno dello stabilimento di Porto Torres. In seguito Eni Rewind SpA con, le dovute autorizzazioni, ha proceduto a eseguire interventi di miglioramento ambientale. La società Eni Rewind è stata indagata ai sensi del D.lgs. 231/01. Dopo una prima sentenza di non luogo a procedere per i reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose, il procedimento si è concluso il 7 luglio 2023 con una sentenza di non luogo a procedere nei confronti dei tre dirigenti di Eni Rewind in relazione al reato di disastro ambientale e della Società in qualità di responsabile civile per decorso del termine di prescrizione. La sentenza di proscioglimento è passata in giudicato.

vii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 la Procura di Sassari ha promosso un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale in relazione al non corretto funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA). Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno, con pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. I successivi gradi di giudizio si sono conclusi con l'udienza del 16

marzo 2023 innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato i ricorsi difensivi ed ha confermato la sentenza di condanna alla pena di un anno di reclusione – con beneficio di sospensione condizionale – nei confronti di un ex dirigente e due ex dipendenti di Eni Rewind in relazione ai reati contestati. La Corte di Cassazione ha altresì confermato la condanna generica dei tre imputati al risarcimento del danno patito dalle parti civili, da liquidarsi in separato giudizio civile, accordando alle parti civili – Ministero per l'Ambiente, enti locali e associazioni non governative – provvisionali per un ammontare simbolico.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Enilive e Refining. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Enilive e Refining alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia, non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del D.lgs. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2023, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,03 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 4,48 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,50 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

29 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
2023						
Ricavi della gestione caratteristica	**10.843**	**16.910**	**52.165**	**13.598**	**201**	**93.717**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita di greggi	3.632		22.053			25.685
- Vendita di prodotti petroliferi	1.081		24.427			25.508
- Vendita di gas naturale e GNL	5.858	16.638	23	4.431		26.950
- Vendita di prodotti petrolchimici			4.385			4.385
- Vendita di energia elettrica				7.252		7.252
- Vendita di altri prodotti	44	23	333	106	3	509
- Servizi	228	249	944	1.809	198	3.428
	10.843	**16.910**	**52.165**	**13.598**	**201**	**93.717**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	10.526	16.825	51.892	13.598	64	92.905
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	317	85	273		137	812
2022						
Ricavi della gestione caratteristica	**12.889**	**41.230**	**58.470**	**19.726**	**197**	**132.512**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	5.438		20.839			26.277
- Vendita prodotti petroliferi	1.070		29.700			30.770
- Vendita gas naturale e GNL	6.108	40.840	65	5.571		52.584
- Vendita prodotti petrolchimici			6.241		3	6.244
- Vendita di energia elettrica				12.448		12.448
- Vendita altri prodotti	68		411	223	2	704
- Servizi	205	390	1.214	1.484	192	3.485
	12.889	**41.230**	**58.470**	**19.726**	**197**	**132.512**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	12.585	41.047	58.145	19.599	65	131.441
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	304	183	325	127	132	1.071
2021						
Ricavi della gestione caratteristica	**8.846**	**16.973**	**40.051**	**10.517**	**188**	**76.575**
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.573		14.710			18.283
- Vendita prodotti petroliferi	885		18.739			19.624
- Vendita gas naturale e GNL	4.122	16.608	34	3.245		24.009
- Vendita prodotti petrolchimici			5.652		7	5.659
- Vendita di energia elettrica				5.104		5.104
- Vendita altri prodotti	40	6	132	212	1	391
- Servizi	226	359	784	1.956	180	3.505
	8.846	**16.973**	**40.051**	**10.517**	**188**	**76.575**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	8.506	16.823	39.836	10.517	72	75.754
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	340	150	215		116	821

(€ milioni)	2023	2022	2021
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	642	157	658
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	1.087	1	30

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	27	48	107
Altri proventi	1.072	1.127	1.089
	1.099	**1.175**	**1.196**

Gli altri proventi comprendono €121 milioni (€204 milioni e €281 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni.
Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	58.170	85.139	41.174
Costi per servizi	11.512	10.303	10.646
Costi per godimento di beni di terzi	1.432	2.301	1.233
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.369	2.985	707
Altri oneri	1.746	2.069	1.983
	74.229	**102.797**	**55.743**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(367)	(246)	(185)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(26)	(22)	(9)
	73.836	**102.529**	**55.549**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi di prospezioni, studi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €205 milioni (€220 milioni e €194 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €166 milioni (€164 milioni e €177 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €1.138 milioni (€1.570 milioni e €946 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €559 milioni (accantonamento netto di €1.700 milioni e di €279 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) e il rilascio netto del fondo rischi per contenziosi di €87 milioni (accantonamenti netti di €501 milioni e di €162 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2023	2022	2021
Salari e stipendi	2.427	2.311	2.182
Oneri sociali	497	465	455
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	156	174	165
Altri costi	196	194	204
	3.276	**3.144**	**3.006**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(131)	(120)	(111)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(9)	(7)
	3.136	**3.015**	**2.888**

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €56 milioni (€78 milioni e €94 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) e oneri per programmi a contributi definiti per €102 milioni (€103 milioni e €97 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2023		2022		2021	
(numero)	**Controllate**	**Joint operation**	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	944	19	957	19	966	18
Quadri	9.157	84	9.084	80	9.143	78
Impiegati	15.810	420	15.517	420	15.747	380
Operai	5.937	294	6.074	288	5.476	284
	31.848	**817**	**31.632**	**807**	**31.332**	**760**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2023.

In particolare, l'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025 (autorizzando anche la disposizione delle azioni proprie originariamente destinate al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, per la parte relativa alle azioni non utilizzate, pari a circa 6,7 milioni di azioni). I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico,

compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei Piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream equity ($tCO_2eq./kboe$), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

Con riferimento al Piano 2023-2025, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo collegato al Total Shareholder Return (TSR) misurato dalla differenza, nel periodo di performance triennale, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società del Peer Group; (ii) per il 40% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato come valore cumulato del Free Cash Flow organico (FCF) nel periodo triennale di riferimento, rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (iii) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 10% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato in termini di emissioni nette di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity ($tCO_2eq.$) al termine del triennio di riferimento rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 15% da un obiettivo di transizione energetica calcolato come capacità di generazione elettrica installata da fonti rinnovabili in termini di megawatt e capacità di produzione di biojet fuel in termini di kton, entrambi valutati rispetto agli omologhi valori previsti al termine del 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio si Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuti invariati nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di valore percentuale di integrazione verticale di Agribusiness per la produzione di biocarburanti al termine del triennio di riferimento rispetto a quanto previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente. Il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, mentre per 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 per azione; (ii) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione; (iii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'at-

tribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €12,164 e €11,642 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022 e 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €20 milioni (€18 milioni e €16 milioni rispettivamente nel 2022 e 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Salari e stipendi	35	37	29
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	3	3
Altri benefici a lungo termine	19	17	15
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		9	
	57	**66**	**47**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,9 milioni, €11,12 milioni e €10,13 milioni rispettivamente per gli esercizi 2023, 2022 e 2021. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,580 milioni, €0,589 milioni e €0,550 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2023, 2022 e 2021.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	7.417	8.450	3.723
Oneri finanziari	(8.113)	(9.333)	(4.216)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	284	(55)	11
Strumenti finanziari derivati	(61)	13	(306)
	(473)	**(925)**	**(788)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(667)	(507)	(475)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	250	(53)	11
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	34	(2)	
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(207)	(128)	(94)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(267)	(315)	(304)
- Interessi attivi verso banche	356	57	4
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	9	9
	(487)	**(939)**	**(849)**
Differenze attive (passive) di cambio	**255**	**238**	**476**
Strumenti finanziari derivati	**(61)**	**13**	**(306)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	153	128	67
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	94	38	68
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(341)	(199)	(144)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(86)	(204)	(100)
	(180)	**(237)**	**(109)**
	(473)	**(925)**	**(788)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Dividendi	255	351	230
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	430	483	1
Altri proventi (oneri) netti	423	2.789	(8)
	1.108	**3.623**	**223**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €179 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €55 milioni (rispettivamente €247 milioni e €77 milioni nel 2022 e €144 milioni e €54 milioni nel 2021).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €420 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €414 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della quota restante del 50,1% del capitale della SeaCorridor Srl.
Le plusvalenze da vendite del 2022 si riferivano per €448 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.
Gli altri proventi netti del 2022 si riferivano per €2.542 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e bp con la costituzione della joint venture Azule Energy Holdings Ltd e comprendevano il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2023	2022	2021
Imposte correnti:			
- imprese italiane	97	1.920	439
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.349	7.027	3.609
- altre imprese estere	185	944	157
	5.631	**9.891**	**4.205**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(137)	(2.191)	(45)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(22)	713	552
- altre imprese estere	(104)	(325)	133
	(263)	**(1.803)**	**640**
	5.368	**8.088**	**4.845**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €242 milioni.

Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 (€1.036 milioni) introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022, nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito. Il totale delle imposte sul reddito 2022 comprendeva il contributivo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2022 e nel 2021) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Utile (perdita) ante imposte	**10.228**	**22.049**	**10.685**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**2.455**	**5.292**	**2.564**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.036	3.388	2.301
- effetto contributi solidaristici straordinari per le imprese italiane del settore energetico		1.971	
- effetto imposte estere di società italiane		66	108
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(26)	50	180
- effetto tassazione dividendi infragruppo	7	11	54
- effetto Irap delle società italiane	91	(18)	140
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	48	(19)	52
- effetto plusvalenze da conferimento	(96)	(241)	
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(221)	(2.087)	(666)
- altre motivazioni	74	(325)	112
	2.913	**2.796**	**2.281**
Imposte effettive	**5.368**	**8.088**	**4.845**

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.026 milioni (rispettivamente, €2.940 milioni e €2.040 milioni nel 2022 e 2021).
Il tax rate effettivo del 2023 è pari al 52,5% in incremento rispetto ai corrispondenti periodi posti a confronto (rispettivamente, 36,7% e 45,3% per il 2022 e 2021), per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito in vigore dal terzo trimestre 2022 e per l'impatto di oneri non deducibili del settore Exploration & Production, in particolare radiazioni di costi esplorativi.

34 Utile (perdita) per azione

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2023 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2020-2022 e 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.
Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e del prestito obbligazionario convertibile, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.
La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2023	2022	2021
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		**3.303.766.512**	**3.483.633.816**	**3.565.973.883**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.352.583	6.319.989	7.598.593
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		17.014.702		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		**3.327.133.797**	**3.489.953.805**	**3.573.572.476**
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	**4.771**	**13.887**	**5.821**
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(109)	(109)	(95)
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	9		
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	**4.671**	**13.778**	**5.726**
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	1,41	3,96	1,61
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	1,40	3,95	1,60

35 Informazione per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura/trasporto/stoccaggio/riutilizzo e compensazione delle emissioni di CO_2, nonché il business Agri con la responsabilità di sviluppare filiere di approvvigionamento di feedstock rinnovabili per la bioraffinazione Eni. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i citati progetti CCUS (e trasporto), offset della CO_2 detti anche progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e l'agribusiness.
- la Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione tradizionale e della Bioraffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Enilive (bioraffinazione e mobilità sostenibile), Eni Plenitude, Enipower ed Eni Rewind rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information di Eni al 31 dicembre 2023 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Enilive, Refining e Chimica: attività di supply e lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining". Enilive, per effetto del conferimento operato con efficacia 1° gennaio 2023, gestisce le attività di mobilità sostenibile e di bioraffinazione, che comprendono la produzione di biocarburanti e la commercializzazione al dettaglio di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui i carburanti fossili e di natura biologica, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio, nonché l'offerta dei servizi come il car sharing Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti. I segmenti operativi Refining ed Enilive sono stati aggregati in un unico reportable segment perché il Chief Operating Decision Maker valuta il margine integrato raffinazione-commercializzazione. Inoltre, sono inseriti in questo reportable segment anche i risultati del business Chimica che presenta ritorni economici simili e comunanze nella struttura dei processi industriali con le attività di raffinazione tradizionale. Infine comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica). Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business e conservazione delle foreste (REDD+), in fase di sviluppo, che precedentemente erano esposti nel reportable segment Exploration & Production. Tale risegmentazione: (i) riflette la circostanza che gli economics 2023 dei business interessati (CCUS, agri-business e conservazione delle foreste) allo stato sono poco significativi, senza tra l'altro la generazione di ricavi; (ii) è funzionale a consentire una maggiore comparabilità dei dati del segment E&P con quelli dei peers e tener conto della presenza di fattori di rischio e ritorni nonché di processi produttivi differenti tra le attività Exploration & Production e quelle associate a CCUS, Agri e conservazione delle foreste. I comparative period sono stati riesposti coerentemente a tale riclassifica.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.903	20.139	52.558	14.256	1.972		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.060)	(3.229)	(393)	(658)	(1.771)		
Ricavi da terzi	10.843	16.910	52.165	13.598	201		**93.717**
Risultato operativo	8.549	2.431	(1.397)	(464)	(943)	81	**8.257**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(347)	(205)	(392)	(74)	(339)	(12)	**(1.369)**
Ammortamenti	(6.148)	(233)	(524)	(466)	(142)	34	**(7.479)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.413)	(3)	(770)	(18)	(58)		**(2.262)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	376	4	6	48	26		**460**
Radiazioni	(531)			(5)	1		**(535)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.009	49	343	(55)	(10)		**1.336**
Attività direttamente attribuibili[a]	62.180	6.381	15.530	13.999	1.952	(378)	**99.664**
Attività non direttamente attribuibili[b]							**42.942**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.773	531	3.582	667	1.077		**12.630**
Passività direttamente attribuibili[a]	18.020	5.997	10.200	6.076	4.629	(56)	**44.866**
Passività non direttamente attribuibili[b]							**44.096**
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.133	16	982	740	363	(19)	**9.215**
2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	31.194	48.586	59.178	20.883	1.886		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.305)	(7.356)	(708)	(1.157)	(1.689)		
Ricavi da terzi	12.889	41.230	58.470	19.726	197		**132.512**
Risultato operativo	15.963	3.730	460	(825)	(1.956)	138	**17.510**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(147)	(393)	(1.110)	(14)	(1.340)	19	**(2.985)**
Ammortamenti	(6.017)	(217)	(506)	(358)	(140)	33	**(7.205)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(613)	(6)	(752)	(125)	(71)		**(1.567)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	18	35	162	31		**427**
Radiazioni	(596)	(1)	(2)				**(599)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.526	4	446	(20)	(115)		**1.841**
Attività direttamente attribuibili[a]	60.298	12.282	14.925	11.987	1.666	(472)	**100.686**
Attività non direttamente attribuibili[b]							**51.444**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.314	1	3.084	663	1.030		**12.092**
Passività direttamente attribuibili[a]	17.339	12.572	9.011	4.787	4.462	(68)	**48.103**
Passività non direttamente attribuibili[b]							**48.797**
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.252	23	878	631	276	(4)	**8.056**
2021							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	21.742	20.843	40.374	11.187	1.698		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.896)	(3.870)	(323)	(670)	(1.510)		
Ricavi da terzi	8.846	16.973	40.051	10.517	188		**76.575**
Risultato operativo	10.113	899	45	2.355	(863)	(208)	**12.341**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(221)	(139)	(137)	(1)	(186)	(23)	**(707)**
Ammortamenti	(5.976)	(174)	(512)	(286)	(148)	33	**(7.063)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(194)	(28)	(1.342)	(132)	(27)		**(1.723)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.438	2		112	4		**1.556**
Radiazioni	(375)		(2)	(1)	(9)		**(387)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)		**(1.091)**
Attività direttamente attribuibili[a]	61.699	10.022	13.326	8.343	1.493	(591)	**94.292**
Attività non direttamente attribuibili[b]							**43.473**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.639	17	2.366	667	198		**5.887**
Passività direttamente attribuibili[a]	17.024	10.072	6.796	3.786	3.360	(49)	**40.989**
Passività non direttamente attribuibili[b]							**52.257**
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.824	19	728	443	224	(4)	**5.234**

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.
(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONE PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2023								
Attività direttamente attribuibili[a]	30.026	6.962	5.124	7.658	17.855	30.928	1.111	**99.664**
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.006	485	235	609	1.471	4.105	304	**9.215**
2022								
Attività direttamente attribuibili[a]	29.195	7.689	6.564	8.892	18.653	28.167	1.526	**100.686**
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.475	415	205	1.266	1.390	3.163	142	**8.056**
2021								
Attività direttamente attribuibili[a]	23.718	6.902	6.114	5.718	17.483	33.499	858	**94.292**
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.333	199	202	659	1.203	1.604	34	**5.234**

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2023	2022	2021
Italia	33.450	60.090	29.968
Resto dell'Unione Europea	18.271	25.413	14.671
Resto dell'Europa	18.476	21.748	12.470
Americhe	7.004	6.929	4.420
Asia	7.404	9.062	7.891
Africa	9.057	9.191	7.040
Altre aree	55	79	115
	93.717	**132.512**	**76.575**

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società controllate escluse dall'area di consolidamento;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;

d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e

iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

		31.12.2023			2023		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	194			308	
Cardón IV SA		24	142		4	1	
Coral FLNG SA		4		1.327	6		
Gruppo Azule		113	475	3.156	86	2.146	
Gruppo Saipem		5	235	9	6	768	
Gruppo SeaCorridor		29	29		1	357	
Gruppo Vårgrønn				1.321			
Karachaganak Petroleum Operating BV		17	250			1.183	
Mellitah Oil & Gas BV		49	20		16	517	
Petrobel Belayim Petroleum Co		58	885			870	
Società Oleodotti Meridionali SpA		11	473		19	12	
Société Centrale Electrique du Congo SA		74			79		
Vår Energi ASA		51	764	2.013	58	4.487	(165)
Altre[a]		62	73	19	83	203	
		498	**3.540**	**7.845**	**358**	**10.852**	**(165)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				183			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		152	4	1	12		
Altre		13	10	12	13	30	
		165	**14**	**196**	**25**	**30**	
		663	**3.554**	**8.041**	**383**	**10.882**	**(165)**
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		5	33		2	69	
Gruppo Enel		95	168		93	497	(109)
Gruppo Italgas		1	149		8	(20)	
Gruppo Snam		245	352		1.157	1.625	
Gruppo Terna		85	61		400	317	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		230	219		2.104	1.875	283
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		5			238		
Altre[a]		11	68		52	38	
		677	**1.050**		**4.054**	**4.401**	**182**
Altri soggetti correlati		**1**	**2**		**1**	**36**	
Groupement Sonatrach - Eni "GSE"		**222**	**212**		**40**	**569**	
Totale		**1.563**	**4.818**	**8.041**	**4.478**	**15.888**	**17**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2022 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2022 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	17	71			224	
Angola LNG Ltd					79	
Coral FLNG SA	10		1.378	12		
Gruppo Azule	320	517	3.268	46	1.152	
Gruppo Saipem	3	195	9	9	452	
Gruppo Vårgrønn			1.259			
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	251			1.347	
Mellitah Oil & Gas BV	58	144		9	234	
Petrobel Belayim Petroleum Co	33	595			944	
Société Centrale Electrique du Congo SA	47			74		
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	433		16	14	
Vår Energi ASA	58	722	2.378	84	4.085	(597)
Altre[a]	127	76	9	167	338	
	706	**3.004**	**8.301**	**417**	**8.869**	**(597)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			190			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	139	4	1	15		
Altre	8	10	11	7	15	
	147	**14**	**202**	**22**	**15**	
	853	**3.018**	**8.503**	**439**	**8.884**	**(597)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	2	47		3	86	
Gruppo Enel	438	264		97	275	484
Gruppo Italgas	218	8		84		
Gruppo Snam	763	25		1.767	873	
Gruppo Terna	119	159		612	701	(18)
GSE - Gestore Servizi Energetici	207	225		7.786	4.039	3.437
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			179		
Altre	12	35		27	33	
	1.762	**763**		**10.555**	**6.007**	**3.903**
Altri soggetti correlati		**2**		**1**	**39**	
Groupement Sonatrach - Eni "GSE"	**179**	**114**		**33**	**417**	
Totale	**2.794**	**3.897**	**8.503**	**11.028**	**15.347**	**3.306**

(a) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2021 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2021 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	13	57			189	
Angola LNG Ltd					73	
Angola LNG Supply Services Llc			179			
Coral FLNG SA	17		1.260	43		
Gruppo Saipem	4	134	9	28	174	
Karachaganak Petroleum Operating BV	24	213			989	
Mellitah Oil & Gas BV	65	290		3	263	
Petrobel Belayim Petroleum Co	24	391		2	651	
Société Centrale Electrique du Congo SA	50			66		
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	396		18	12	
Vår Energi AS	62	526	495	104	2.224	(409)
Altre[a]	137	53	2	95	234	
	402	**2.060**	**1.945**	**359**	**4.809**	**(409)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	124	1	1	13		
Altre	10	5	10	8	10	
	134	**6**	**190**	**21**	**10**	
	536	**2.066**	**2.135**	**380**	**4.819**	**(409)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	583	461		41	417	373
Gruppo Italgas	1	49		3	560	
Gruppo Snam	160	152		159	1.013	1
Gruppo Terna	51	85		203	309	4
GSE - Gestore Servizi Energetici	311	125		2.216	1.238	766
Altre[a]	10	33		20	60	
	1.116	**905**		**2.642**	**3.597**	**1.144**
Altri soggetti correlati		**2**			**33**	
Groupement Sonatrach - Agip "GSA" e Organe Conjoint des Opérations "OC SH/FCP"	**170**	**79**		**30**	**222**	
Totale	**1.822**	**3.052**	**2.135**	**3.052**	**8.671**	**735**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni "GSE" e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- Il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO dal gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €27 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione (€ milioni)	31.12.2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2023 Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	453			15		
Coral South FLNG DMCC			1.448			
Gruppo Saipem		56			8	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.339	170		101		
Altre	49	13	1	39	14	1
	1.841	**239**	**1.449**	**155**	**22**	**1**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	7	38		1	1	
	7	**38**		**1**	**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		56			2	
Gruppo Snam						443
Altre	14	2			3	1
	14	**58**			**5**	**444**
Totale	**1.862**	**335**	**1.449**	**156**	**28**	**445**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2022 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2022 Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Plusvalenze da cessione
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	356				140	
Coral South FLNG DMCC			1.499	1	1	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.187	57		48	5	
Gruppo Saipem		100		16	3	
Altre[(a)]	96	28	2	91	10	
	1.639	**185**	**1.501**	**156**	**159**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	8	31		5	4	
	8	**31**		**5**	**4**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel		176				
Gruppo Italgas						30
Altre	10	40		1	1	
	10	**216**		**1**	**1**	**30**
Totale	**1.657**	**432**	**1.501**	**162**	**164**	**30**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2021 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	31.12.2021 Debiti	31.12.2021 Garanzie	2021 Proventi Finanziari	2021 Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Cardón IV SA	199	2		37	
Coral FLNG SA	383			4	1
Coral South FLNG DMCC			1.413	2	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.008	72			
Altre[a]	70	43		35	43
	1.660	**117**	**1.413**	**78**	**44**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	38	34		1	1
	38	**34**		**1**	**1**
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Enel		109			
Altre	2	17			1
	2	**126**			**1**
Totale	**1.700**	**277**	**1.413**	**79**	**46**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti;
- la plusvalenza da cessione al gruppo Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2023			31.12.2022		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	**10.193**	3	0,03	**10.155**	10	0,10
Altre attività finanziarie correnti	**896**	19	2,12	**1.504**	16	1,06
Crediti commerciali e altri crediti	**16.551**	1.363	8,24	**20.840**	2.427	11,65
Altre attività correnti	**5.637**	32	0,57	**12.821**	341	2,66
Altre attività finanziarie non correnti	**2.301**	1.840	79,97	**1.967**	1.631	82,92
Altre attività non correnti	**3.393**	168	4,95	**2.236**	26	1,16
Passività finanziarie a breve termine	**4.092**	222	5,43	**4.446**	307	6,91
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	**2.921**	21	0,72	**3.097**	36	1,16
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	**1.128**	21	1,86	**884**	35	3,96
Debiti commerciali e altri debiti	**20.654**	4.245	20,55	**25.709**	3.203	12,46
Altre passività correnti	**5.579**	62	1,11	**12.473**	232	1,86
Passività finanziarie a lungo termine	**21.716**	65	0,30	**19.374**	26	0,13
Passività per beni in leasing a lungo termine	**4.208**	6	0,14	**4.067**	28	0,69
Altre passività non correnti	**4.096**	511	12,48	**3.234**	462	14,29

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2023			2022			2021		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	**93.717**	4.322	4,61	**132.512**	10.872	8,20	**76.575**	3.000	3,92
Altri ricavi e proventi	**1.099**	156	14,19	**1.175**	156	13,28	**1.196**	52	4,35
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**(73.836)**	(15.885)	21,51	**(102.529)**	(15.327)	14,95	**(55.549)**	(8.644)	15,56
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	**(249)**	5	..	**47**	(2)	..	**(279)**	(6)	2,15
Costo lavoro	**(3.136)**	(8)	0,26	**(3.015)**	(18)	0,60	**(2.888)**	(21)	0,73
Altri proventi (oneri) operativi	**478**	17	3,56	**(1.736)**	3.306	..	**903**	735	81,40
Proventi finanziari	**7.417**	155	2,09	**8.450**	160	1,89	**3.723**	79	2,12
Oneri finanziari	**(8.113)**	(28)	0,35	**(9.333)**	(164)	1,76	**(4.216)**	(46)	1,09
Strumenti finanziari derivati	**(61)**	1	..	**13**	2	15,38	**(306)**		
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	**1.108**	445	40,16	**3.623**	30	0,83	**223**		

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Ricavi e proventi	4.478	11.028	3.052
Costi e oneri	(13.539)	(13.749)	(7.814)
Altri proventi (oneri) operativi	17	3.306	735
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	1.916	(431)	(342)
Interessi	117	69	38
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(7.011)**	**223**	**(4.331)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.349)	(1.596)	(851)
Disinvestimenti in partecipazioni	440	165	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	504	1.480	(20)
Variazione crediti finanziari	(290)	(81)	(105)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.695)**	**(32)**	**(976)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(162)	(88)	(13)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(162)**	**(88)**	**(13)**
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	(7)	8	2
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(8.875)**	**111**	**(5.318)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2023 Totale	2023 Entità correlate	2023 Incidenza %	2022 Totale	2022 Entità correlate	2022 Incidenza %	2021 Totale	2021 Entità correlate	2021 Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	**15.119**	(7.011)	..	**17.460**	223	1,28	**12.861**	(4.331)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(9.365)**	(1.695)	18,10	**(7.018)**	(32)	0,46	**(12.022)**	(976)	8,12
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(5.668)**	(162)	2,86	**(8.542)**	(88)	1,03	**(2.039)**	(13)	0,64

37 Altre informazioni sulle partecipazioni[31]

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo Enipower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare.

(€ milioni)	2023	2022
	Gruppo Enipower	**Gruppo Enipower**
Non controlling interest (%)	**49,00**	**49,00**
Attività correnti	374	547
Attività non correnti	868	812
Passività correnti	389	587
Passività non correnti	46	34
Ricavi	1.251	1.636
Utile netto dell'esercizio	169	171
Totale utile complessivo dell'esercizio	169	171
Flusso di cassa netto da attività operativa	198	228
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(126)	(52)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3)	(11)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(31)	(192)
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	86	54
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	36	59

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2023 è di €460 milioni (€471 milioni al 31 dicembre 2022).

(31) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2023 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che costituisce parte integrante delle presenti note.

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2023 è stata acquistata la totalità delle interessenze di terzi (29,48%) della società Evolvere SpA Società Benefit per un corrispettivo di €60 milioni. Nel 2022 è stato ceduto il 49% del capitale della controllata Enipower SpA con un incasso di €542 milioni.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2023

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Azule Energy Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	Milano (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	31,19	31,20
SeaCorridor Srl	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Global Gas & LNG Portfolio	50,10	50,10
St. Bernard Renewables Llc	Wilmington (USA)	USA	Enilive e Refining	50,00	50,00
Vårgrønn AS	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	Plenitude	65,00	65,00
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Enilive e Refining	50,00	50,00
Collegate					
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Enilive e Refining	20,00	20,00
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Enilive e Refining	20,00	20,00
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00
QatarEnergy LNG NFE (5) (ex Qatar Liquefied Gas Company Limited (9))	Doha (Qatar)	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,04	63,04

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2023				
(€ milioni)	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	Saipem SpA	SeaCorridor Srl	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.554	317	8.104	165	1.701
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*546*	*65*	*2.136*	*104*	*551*
Attività non correnti	19.976	1.594	4.737	964	15.174
Totale attività	**23.530**	**1.911**	**12.841**	**1.129**	**16.875**
Passività correnti	2.360	134	6.857	55	2.242
- di cui passività finanziarie correnti			*97*		*85*
Passività non correnti	11.670	119	3.588	16	11.671
- di cui passività finanziarie non correnti	*4.239*	*119*	*2.599*	*1*	*10.140*
Totale passività	**14.030**	**253**	**10.445**	**71**	**13.913**
Net equity	**9.500**	**1.658**	**2.396**	**1.058**	**2.962**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	50,00	31,20	50,10	
Valore di iscrizione della partecipazione	**4.750**	**829**	**722**	**530**	**1.420**
Ricavi e altri proventi	5.125	591	11.898	456	2.500
Costi operativi	(814)	(598)	(10.967)	(42)	(1.445)
Altri proventi (oneri) operativi		(45)	(5)		(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.560)	(28)	(489)	(43)	(556)
Risultato operativo	**1.751**	**(80)**	**437**	**371**	**497**
Proventi (oneri) finanziari	(373)	(4)	(167)	(3)	(356)
Proventi (oneri) su partecipazioni	332		60	33	(23)
Risultato ante imposte	**1.710**	**(84)**	**330**	**401**	**118**
Imposte sul reddito	(404)		(145)	(303)	(122)
Risultato netto	**1.306**	**(84)**	**185**	**98**	**(4)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(295)	(22)	59	(8)	(105)
Totale utile (perdita) complessivo	**1.011**	**(106)**	**244**	**90**	**(109)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**653**	**(42)**	**56**	**49**	**(55)**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**829**			**95**	**15**

(€ milioni)	2022 Azule Energy Holdings Ltd	Saipem SpA	Cardón IV SA	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.869	7.627	425	741
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*966*	*2.052*	*7*	*219*
Attività non correnti	21.281	4.770	1.812	13.639
Totale attività	**25.150**	**12.397**	**2.237**	**14.380**
Passività correnti	2.635	6.932	431	1.764
- di cui passività finanziarie correnti	*159*	*1.040*	*3*	*1.278*
Passività non correnti	12.369	3.352	940	10.740
- di cui passività finanziarie non correnti	*4.403*	*1.993*	*43*	*10.146*
Totale passività	**15.004**	**10.284**	**1.371**	**12.504**
Net equity	**10.146**	**2.113**	**866**	**1.876**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	31,20	50,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**5.073**	**645**	**433**	**915**
Ricavi e altri proventi	2.422	9.991	942	526
Costi operativi	(956)	(9.455)	(679)	(463)
Altri proventi (oneri) operativi		7		25
Ammortamenti e svalutazioni	(1.099)	(445)	(127)	(258)
Risultato operativo	**367**	**98**	**136**	**(170)**
Proventi (oneri) finanziari	(142)	(195)		(167)
Proventi (oneri) su partecipazioni	718	(65)		(4)
Risultato ante imposte	**943**	**(162)**	**136**	**(341)**
Imposte sul reddito	(33)	(153)	(122)	62
Utile relativo a discontinued operation		106		
Risultato netto	**910**	**(209)**	**14**	**(279)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(516)	24	30	119
Totale utile (perdita) complessivo	**394**	**(185)**	**44**	**(160)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**455**	**(82)**	**7**	**7**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**475**			**8**

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023 Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Vårgrønn AS
Risultato netto	**131**	**(28)**	**(77)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(35)	(30)	(39)
Totale utile (perdita) complessivo	**96**	**(58)**	**(116)**

(€ milioni)	2022 Vårgrønn AS	Mozambique Rovuma Venture SpA
Risultato netto	**(17)**	**(202)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(7)	72
Totale utile (perdita) complessivo	**(24)**	**(130)**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2023			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	QatarEnergy LNG NFE (5)	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.506	1.502		6.209
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*196*	*665*		*472*
Attività non correnti	17.036	15.784	1.884	13.791
Totale attività	**20.542**	**17.286**	**1.884**	**20.000**
Passività correnti	648	1.843	83	5.738
- di cui passività finanziarie correnti				*551*
Passività non correnti	7.722	14.734	44	9.860
- di cui passività finanziarie non correnti	*4.972*	*3.586*		*9.723*
Totale passività	**8.370**	**16.577**	**127**	**15.598**
Net equity	**12.172**	**709**	**1.757**	**4.402**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,04	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.434**	**447**	**439**	**1.001**
Ricavi e altri proventi	29.259	6.335		36.559
Costi operativi	(26.459)	(1.242)	(18)	(36.070)
Altri proventi (oneri) operativi	(738)			(168)
Ammortamenti e svalutazioni	(426)	(1.840)		(73)
Risultato operativo	**1.636**	**3.253**	**(18)**	**248**
Proventi (oneri) finanziari	(154)	(148)	3	(111)
Proventi (oneri) su partecipazioni				43
Risultato ante imposte	**1.482**	**3.105**	**(15)**	**180**
Imposte sul reddito		(2.541)	4	13
Risultato netto	**1.482**	**564**	**(11)**	**193**
Altre componenti dell'utile complessivo	(412)	(48)	(55)	(153)
Totale utile (perdita) complessivo	**1.070**	**516**	**(66)**	**40**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**296**	**356**	**(3)**	**22**
Dividendi percepiti dalla collegata	**277**	**640**		**143**

(€ milioni)	2022 Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Coral FLNG SA	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.730	1.612	578	4.828
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*150*	*417*	*25*	*284*
Attività non correnti	17.896	15.821	7.386	8.830
Totale attività	**21.626**	**17.433**	**7.964**	**13.658**
Passività correnti	2.681	3.044	695	4.220
- di cui passività finanziarie correnti		*561*	*1*	*411*
Passività non correnti	6.458	13.179	5.949	4.220
- di cui passività finanziarie non correnti	*5.366*	*2.404*	*5.926*	*4.056*
Totale passività	**9.139**	**16.223**	**6.644**	**8.440**
Net equity	**12.487**	**1.210**	**1.320**	**5.218**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,08	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.497**	**763**	**330**	**1.381**
Ricavi e altri proventi	36.240	9.520	59	37.846
Costi operativi	(32.916)	(1.280)	(49)	(36.754)
Altri proventi (oneri) operativi	(702)			(10)
Ammortamenti e svalutazioni	(741)	(1.881)	(4)	(247)
Risultato operativo	**1.881**	**6.359**	**6**	**835**
Proventi (oneri) finanziari	(83)	(495)	553	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni				3
Risultato ante imposte	**1.798**	**5.864**	**559**	**824**
Imposte sul reddito		(4.768)	1	(26)
Risultato netto	**1.798**	**1.096**	**560**	**798**
Altre componenti dell'utile complessivo	646	(144)	29	(81)
Totale utile (perdita) complessivo	**2.444**	**952**	**589**	**717**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**360**	**691**	**140**	**411**
Dividendi percepiti dalla collegata	**142**	**469**		**97**

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle collegate rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023 ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	**602**	**(161)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(27)	(38)
Totale utile (perdita) complessivo	**575**	**(199)**

(€ milioni)	2022 ADNOC Global Trading Ltd	Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	Novamont SpA
Risultato netto	**849**		**(152)**
Altre componenti dell'utile complessivo	5	(16)	(107)
Totale utile (perdita) complessivo	**854**	**(16)**	**(259)**

38 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati[32]. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore[33] di joint venture non incorporate[34], costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).
In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.
Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[35].
L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, anche tramite una pluralità di atti.
Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (importi in euro)
Comune di Ravenna	5.000.000
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.455.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.994
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico	984.000
Ministero della Salute della Guinea-Bissau	913.761
Fondazione CESVI	530.000
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	313.120
Fondazione Fratelli tutti	250.000
Fondazione L'Albero della Vita ETS	225.000
Fabbrica di San Pietro	177.676
Parrocchia di Santa Barbara – San Donato Milanese	125.000
Fondazione Francesca Rava	105.000
Farsi Prossimo ONLUS scs	60.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	56.114
Fondazione Banco Alimentare Onlus	55.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
Martinengo Società Cooperativa Sociale	40.000

(32) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.
(33) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.
(34) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.
(35) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (importi in euro)
Agenzia per la sicurezza territoriale e la protezione civile	37.500
Pane Quotidiano ONLUS	36.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Comunità Pastorale Madonna della Pentecoste in Rodano	30.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	29.000
FIDAS - ADAS	25.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	25.000
Voluntary Principles Association (VPA)	24.716
Fondazione Luigi Scotto ONLUS	24.000
Associazione Cure Palliative Livorno	23.000
Fondazione CARITAS Livorno	23.000
Associazione Civita	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	20.000
Famiglie GNAO1 APS	20.000
Fondazione Istituto di Promozione Umana Monsignor Francesco Di Vincenzo	15.000
AIRC - Fondazione AIRC per la Ricerca sul Cancro	12.000
Fondazione Milan	12.000
Harvard University	10.777
Fondazione il Talento all'opera Onlus	10.000
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Istituto Comprensivo "Gela - Butera"	10.000
Associazione Amici dell'Accademia dei Lincei	10.000
ASD Canoa Club Livorno	10.000

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2023, 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2023, 2022 e 2021 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 31 gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas naturale, localizzati in Indonesia, Algeria e Regno Unito. L'operazione, che comporterà un esborso per Eni di circa €2 miliardi, è stata condotta d'intesa con la collegata Vår Energi ASA che ha rilevato gli asset norvegesi di Neptune. E' in corso l'allocazione del prezzo alle attività nette acquisite.
Nel marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 miliardi pari al 7,6% del capitale sociale della Società.

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI SULL'ATTIVITÀ OIL & GAS PREVISTE DALLA SEC (NON SOTTOPOSTE A REVISIONE CONTABILE)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	19.073	6.802	17.812	22.617	30.058	13.360	13.048	19.106	1.608	143.484
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	325	603	48	2.280	7	1.480	859	197	5.821
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	310	27	1.596	272	1.102	128	12	24	12	3.483
Immobilizzazioni in corso	1.006	354	1.319	827	2.510	1.062	1.834	511	83	9.506
Costi capitalizzati lordi	**20.411**	**7.508**	**21.330**	**23.764**	**35.950**	**14.557**	**16.374**	**20.500**	**1.900**	**162.294**
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.515)	(6.390)	(15.880)	(16.679)	(24.796)	(4.578)	(10.853)	(16.042)	(1.060)	(112.793)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a][c]	**3.896**	**1.118**	**5.450**	**7.085**	**11.154**	**9.979**	**5.521**	**4.458**	**840**	**49.501**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		8.585	119		27.267		278	2.030		38.279
Attività relative a riserve probabili e possibili		835			69					904
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		50	8		257			7		322
Immobilizzazioni in corso		3.790	9		1.823		193	233		6.048
Costi capitalizzati lordi		**13.260**	**136**		**29.416**		**471**	**2.270**		**45.553**
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.364)	(73)		(20.707)			(1.480)		(26.624)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a]		**8.896**	**63**		**8.709**		**471**	**790**		**18.929**
2022										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.687	6.629	17.490	22.969	29.784	13.705	12.846	19.192	1.480	142.782
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	330	613	44	2.411	7	1.462	931	204	6.024
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	24	1.645	270	1.128	132	13	24	12	3.557
Immobilizzazioni in corso	767	237	1.282	543	1.970	936	1.457	379	115	7.686
Costi capitalizzati lordi	**19.785**	**7.220**	**21.030**	**23.826**	**35.293**	**14.780**	**15.778**	**20.526**	**1.811**	**160.049**
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.677)	(6.214)	(15.949)	(16.212)	(25.024)	(4.147)	(10.133)	(15.341)	(1.001)	(109.698)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**4.108**	**1.006**	**5.081**	**7.614**	**10.269**	**10.633**	**5.645**	**5.185**	**810**	**50.351**
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		7.387	118		27.959		287	2.100		37.851
Attività relative a riserve probabili e possibili		996			91					1.087
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		31	8		262			8		309
Immobilizzazioni in corso		3.872	9		1.530		48	241		5.700
Costi capitalizzati lordi		**12.286**	**135**		**29.842**		**335**	**2.349**		**44.947**
Fondi ammortamento e svalutazione		(3.492)	(68)		(20.280)			(1.466)		(25.306)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**8.794**	**67**		**9.562**		**335**	**883**		**19.641**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €709 milioni nel 2023 e €725 milioni nel 2022 per le società consolidate e per €658 milioni nel 2023 e €565 milioni nel 2022 per le società in joint venture e collegate.
(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Azule Energy Holdings Ltd.
(c) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite da Chevron in Indonesia e da bp in Algeria.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2023										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	12	55	91	237	189	9	277	138	1	1.009
Costi di sviluppo[a]	798	249	925	708	2.662	296	921	937	151	7.647
Totale costi sostenuti società consolidate	**810**	**304**	**1.016**	**945**	**2.851**	**305**	**1.198**	**1.075**	**152**	**8.656**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92			46					138
Costi di sviluppo[b]		1.703	4		731		150	2		2.590
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.795**	**4**		**777**		**150**	**2**		**2.728**
2022										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe	4		51					82		137
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2		111		11					124
Costi di ricerca	12	101	68	179	295	4	253	26	1	939
Costi di sviluppo[a]	216	(129)	343	795	1.458	277	835	1.292	117	5.204
Totale costi sostenuti società consolidate	**234**	**(28)**	**573**	**974**	**1.764**	**281**	**1.088**	**1.400**	**118**	**6.404**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe							291			291
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		73			13					86
Costi di sviluppo[b]		1.690	(8)		125		49	(9)		1.847
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.763**	**(8)**		**138**		**340**	**(9)**		**2.224**
2021										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo[a]	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	**198**	**96**	**536**	**509**	**978**	**188**	**973**	**751**	**28**	**4.257**
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo[b]		936	59		4			2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.028**	**59**		**4**			**2**		**1.093**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €773 milioni nel 2023, decrementi per €307 milioni nel 2022 e costi per €62 milioni nel 2021.
(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €163 milioni nel 2023, decrementi per €111 milioni nel 2022 e decrementi per €464 milioni nel 2021.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.475	862	1.477		1.745	1.845	2.970	1.661	1	12.036
- vendite a terzi		18	4.032	3.904	903	897	532	135	51	10.472
Totale ricavi	**1.475**	**880**	**5.509**	**3.904**	**2.648**	**2.742**	**3.502**	**1.796**	**52**	**22.508**
Costi di produzione	(348)	(202)	(518)	(434)	(656)	(267)	(304)	(469)	(25)	(3.223)
Costi di trasporto	(3)	(43)	(59)	(9)	(10)	(178)	(6)	(19)		(327)
Imposte sulla produzione	(152)		(300)		(294)		(326)	(73)		(1.145)
Costi di ricerca	(12)	(14)	(82)	(163)	(121)	(2)	(140)	(152)	(1)	(687)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(886)	(166)	(923)	(1.056)	(716)	(601)	(1.093)	(1.531)	(95)	(7.067)
Altri (oneri) proventi	(347)	(117)	58	(418)	(128)	(148)	(263)	(108)	(7)	(1.478)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(273)**	**338**	**3.685**	**1.824**	**723**	**1.546**	**1.370**	**(556)**	**(76)**	**8.581**
Imposte sul risultato	169	(292)	(2.498)	(870)	(391)	(503)	(1.150)	369	19	(5.147)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(104)**	**46**	**1.187**	**954**	**332**	**1.043**	**220**	**(187)**	**(57)**	**3.434**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.911			958					3.869
- vendite a terzi		1.063	10		1.905			604		3.582
Totale ricavi		**3.974**	**10**		**2.863**			**604**		**7.451**
Costi di produzione		(562)	(6)		(535)			(20)		(1.123)
Costi di trasporto		(102)	(1)		(26)			(3)		(132)
Imposte sulla produzione			(2)		(54)			(126)		(182)
Costi di ricerca		(50)			(37)					(87)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.116)	(5)		(1.314)		(1)	(68)		(2.504)
Altri (oneri) proventi		(78)	(1)		24		(4)	(372)		(431)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**2.066**	**(5)**		**921**		**(5)**	**15**		**2.992**
Imposte sul risultato		(1.614)	6		(273)		1	(56)		(1.936)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**452**	**1**		**648**		**(4)**	**(41)**		**1.056**

(a) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.952	1.854	2.095		4.434	1.602	2.982	1.683	3	16.605
- vendite a terzi	329	23	3.946	4.897	1.216	1.001	837	307	72	12.628
Totale ricavi	**2.281**	**1.877**	**6.041**	**4.897**	**5.650**	**2.603**	**3.819**	**1.990**	**75**	**29.233**
Costi di produzione	(387)	(189)	(486)	(484)	(871)	(241)	(326)	(410)	(21)	(3.415)
Costi di trasporto	(3)	(42)	(50)	(5)	(29)	(147)	(3)	(16)		(295)
Imposte sulla produzione	(286)		(330)		(478)		(421)	(63)		(1.578)
Costi di ricerca	(11)	(25)	(162)	(106)	(150)	(6)	(123)	(21)	(1)	(605)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(449)	(158)	(839)	(1.156)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.955	(378)	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(842)**	**1.365**	**6.129**	**2.768**	**2.438**	**1.648**	**1.927**	**775**	**(41)**	**16.167**
Imposte sul risultato	337	(665)	(2.740)	(1.192)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(505)**	**700**	**3.389**	**1.576**	**1.459**	**1.124**	**470**	**734**	**6**	**8.953**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.937			572					3.509
- vendite a terzi		3.039	14		1.327			533		4.913
Totale ricavi		**5.976**	**14**		**1.899**			**533**		**8.422**
Costi di produzione		(567)	(6)		(244)			(24)		(841)
Costi di trasporto		(131)	(1)		(9)					(141)
Imposte sulla produzione			(2)		(15)			(123)		(140)
Costi di ricerca		(44)			(7)		(13)			(64)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(6)		(628)		(1)	(63)		(1.819)
Altri (oneri) proventi		(64)			(271)		1	(234)		(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**4.049**	**(1)**		**725**		**(13)**	**89**		**4.849**
Imposte sul risultato		(3.076)	3		(21)			(105)		(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**973**	**2**		**704**		**(13)**	**(16)**		**1.650**

(a) Include svalutazioni nette per €279 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	**1.680**	**826**	**3.735**	**3.637**	**4.712**	**2.095**	**2.400**	**1.085**	**112**	**20.282**
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**780**	**387**	**3.090**	**1.881**	**1.461**	**1.182**	**941**	**362**	**23**	**10.107**
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**582**	**231**	**1.640**	**1.033**	**753**	**788**	**202**	**345**	**8**	**5.582**
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		**3.587**	**12**		**365**			**367**		**4.331**
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)					(153)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)			(88)		(202)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(154)		(994)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**1.858**			**100**		**(1)**	**(87)**		**1.870**
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**621**			**100**		**(1)**	**(153)**		**567**

(a) Include rivalutazioni nette per €1.263.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission. Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole. Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Nel 2023 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 83 $/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[36] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti[37]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione.

I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in joint venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni[38].

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2023 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2023 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 34% delle riserve Eni al 31 dicembre 2023[39].

Nel triennio 2021-2023 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 55%, 54% e il 58% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 2%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 66.192 milioni di metri cubi nel 2022 (67.554 milioni e 63.277 milioni rispettiva-

(36) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, Société Générale de Surveillance e Sproule.
(37) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2023".
(38) Nel 2023 e 2022 Azule e Vår Energi.
(39) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

mente nel 2022 e 2021); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali.
Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023 ammontano a 2.419 milioni di boe, di cui 1.109 milioni di boe di liquidi e 1.310 milioni di boe di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.
Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.662 milioni di boe (di cui 740 milioni di boe di liquidi e 992 milioni di boe di gas naturale). L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022	2.423
Promozioni	(187)
Nuove scoperte ed estensioni	104
Revisioni di precedenti stime	121
Miglioramenti da recupero assistito	0
Portfolio	(42)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023	2.419

Nel 2023 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 4 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 31 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono diminuite di 35 milioni di boe).
Le principali variazioni sono riferite a:

i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-187 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a: Vår Energi (-63 milioni di boe) principalmente nei campi di Breidablikk, Fenja, Tommeliten Alpha, Bauge e Frosk; Costa d'Avorio (-26 milioni di boe) nel campo Baleine; Egitto (-24 milioni di boe) principalmente in Zohr e Meleiha; Messico (-14 milioni di boe) nei campi Amoca e Mizton;
ii) nuove scoperte ed estensioni pari 104 milioni di boe per: (i) un incremento di 50 milioni di boe di liquidi, relativo principalmente alla decisione d'investimento per il progetto Hail e Ghasha negli Emirati Arabi Uniti; (ii) e da un incremento di 54 milioni di boe di gas, relativo principalmente alla decisione d'investimento per il progetto Hail e Ghasha negli Emirati Arabi Uniti (42 milioni di boe di gas) e Merakeas East in Indonesia (11 milioni di boe di gas);
iii) revisioni di precedenti stime (121 milioni di boe) (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 8 milioni di boe), di cui 107 milioni di barili di olio e 909 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo in Libia (104 milioni di boe) principalmente nell'Area D e Bouri, in Italia (39 milioni di boe) soprattutto in Val d'Agri, ed in Vår Energi (38 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Egitto (-86 milioni di boe) principalmente sul campo di Belayim e per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr;
iv) operazioni di portfolio (-42 milioni di boe), si riferiscono principalmente alla cessione degli asset Alliance negli Stati Uniti e da una riduzione di quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.

Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
di cui: sviluppate	*139*	*32*	*201*	*135*	*212*	*585*	*231*	*171*	*1*	*1.707*
non sviluppate	*49*	*4*	*163*	*32*	*155*	*59*	*202*	*63*		*727*
Acquisizioni			4							4
Revisioni di precedenti stime	34	(2)	61	(3)	(2)	35	35	3	(1)	160
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte							50			50
Produzione	(11)	(7)	(45)	(25)	(31)	(42)	(31)	(24)		(216)
Cessioni							(2)			(2)
Riserve al 31 dicembre 2023	**211**	**27**	**384**	**139**	**334**	**637**	**485**	**213**		**2.430**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8		235		100	27		720
di cui: sviluppate		*173*	*8*		*135*			*27*		*343*
non sviluppate		*177*			*100*		*100*			*377*
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime		9	(1)		2		10			20
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione		(32)	(1)		(32)			(1)		(66)
Cessioni		(1)								(1)
Riserve al 31 dicembre 2023		**326**	**6**		**207**		**110**	**26**		**675**
Riserve al 31 dicembre 2023	**211**	**353**	**390**	**139**	**541**	**637**	**595**	**239**		**3.105**
Sviluppate	**136**	**191**	**210**	**122**	**332**	**576**	**240**	**189**		**1.996**
consolidate	136	24	204	122	225	576	240	163		1.690
joint venture e collegate		167	6		107			26		306
Non sviluppate	**75**	**162**	**180**	**17**	**209**	**61**	**355**	**50**		**1.109**
consolidate	75	3	180	17	109	61	245	50		740
joint venture e collegate		159			100		110			369

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	*146*	*34*	*225*	*164*	*435*	*641*	*262*	*164*	*1*	*2.072*
non sviluppate	*51*		*168*	*46*	*154*	*69*	*214*	*73*		*775*
Acquisizioni	1		17					2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(8)	(16)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2					4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	5	1	61					70
Produzione	(13)	(7)	(45)	(28)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni					(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	**188**	**36**	**364**	**167**	**367**	**644**	**433**	**234**	**1**	**2.434**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
di cui: sviluppate		*175*	*9*		*9*			*6*		*199*
non sviluppate		*203*			*12*					*215*
Acquisizioni					132		100			232
Revisioni di precedenti stime		38			37			22		97
Miglioramenti di recupero assistito					4					4
Estensioni e nuove scoperte		4			54					58
Produzione		(33)	(1)		(13)			(1)		(48)
Cessioni		(37)								(37)
Riserve al 31 dicembre 2022		**350**	**8**		**235**		**100**	**27**		**720**
Riserve al 31 dicembre 2022	**188**	**386**	**372**	**167**	**602**	**644**	**533**	**261**	**1**	**3.154**
Sviluppate	**139**	**205**	**209**	**135**	**347**	**585**	**231**	**198**	**1**	**2.050**
consolidate	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8		135			27		343
Non sviluppate	**49**	**181**	**163**	**32**	**255**	**59**	**302**	**63**		**1.104**
consolidate	49	4	163	32	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177			100		100			377

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	*146*	*31*	*243*	*172*	*469*	*716*	*297*	*143*	*1*	*2.218*
non sviluppate	*32*	*3*	*140*	*55*	*155*	*89*	*282*	*81*		*837*
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	**197**	**34**	**393**	**210**	**589**	**710**	**476**	**237**	**1**	**2.847**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		*176*	*12*		*15*			*30*		*233*
non sviluppate		*224*			*3*					*227*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		**378**	**9**		**21**			**6**		**414**
Riserve al 31 dicembre 2021	**197**	**412**	**402**	**210**	**610**	**710**	**476**	**243**	**1**	**3.261**
Sviluppate	**146**	**209**	**234**	**164**	**444**	**641**	**262**	**170**	**1**	**2.271**
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	**51**	**203**	**168**	**46**	**166**	**69**	**214**	**73**		**990**
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2021 al 2023 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milione di barili) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.
Nel 2022 sono state effettuate operazioni per 20 milioni di barili, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.
Nel 2023 è stata rilevata l'acquisizione di alcuni asset da bp in Algeria per 4 milioni di barili.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleiha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Nigeria. In Kazakhstan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq. In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.
Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono pari a -113 milioni di barili. Le principali revisioni positive riguardano gli Emirati Arabi Uniti (+23 milioni di barili) in particolare sul campo di Umm Shaif (19 milioni di barili), gli Stati Uniti (+16 milioni di barili) principalmente sui campi di Triton e Allegheny e la Libia (15 milioni di barili) su Wafa e la Struttura E. Le principali variazioni negative si registrano in Nigeria (-70 milioni di barili), in Iraq (-39 milioni di barili) e in Kazakhstan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).
Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono pari a +160 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: in Libia (+53 milioni di barili) in particolare in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Kazakhstan (+35 milioni di barili) nei campi di Kashagan e Karachaganak principalmente per effetto prezzo; in Italia (+34 milioni di barili) principalmente in Val d'Agri e Gela; in Iraq (+24 milioni di barili) sul campo di Zubair per effetto prezzo. Le principali variazioni negative sono: Nigeria (-8 milioni di barili) principalmente sui campi NAOC; negli Stati Uniti d'America (-10 milioni di barili) soprattutto nei campi Triton, Oooguruk e Allegheny.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti.
Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti a miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.
Nel 2023 non sono stati registrati incrementi dovuti a miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.
Nel 2022 si totalizzano 70 milioni di barili di nuove scoperte ed estensioni dovute principalmente alla decisione finale d'investimento del progetto Baleine in Costa d'Avorio per 59 milioni di barili, sul progetto NAHE in Algeria e Talbot nel Regno Unito.
Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 50 milioni di barili, localizzate principalmente negli Emirati Arabi Uniti a seguito per la decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha.

Cessioni

Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.
Nel 2022 si registrano 170 milioni di barili di cessioni in relazione al conferimento degli asset Eni in Angola alla JV Azule costituita al 50% con bp, nonché alla cessione dell'OML 11 in Nigeria.
Nel 2023 la cessione di 2 milioni di barili riguarda principalmente la riduzione della quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 le acquisizioni ammontano a 232 milioni di barili dovute all'acquisizione di una quota del 50% nella JV Azule in Angola costituita al 50% con BP, (132 milioni di barili) ed all'ingresso di Eni nel progetto NFE in Qatar (100 milioni di barili).

Nel 2023 sono stati rilevati 2 milioni di barili per l'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a da parte della JV Azule.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

Nel 2022 le revisioni sono state positive per 97 milioni di barili, localizzate principalmente in Angola con riferimento alla JV Azule (+38 milioni di barili), Vår Energi in Norvegia (+37 milioni di barili) e in Venezuela (+21 milioni di barili).

Nel 2023 le revisioni positive di +20 milioni di barili sono dovute principalmente al Qatar (+10 milioni di barili) sul campo NFE, a Vår Energi in Norvegia (+9 milioni di barili).

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Cessioni

Nel 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 sono state rilevate cessioni per -1 milioni di barili con riferimento al campo Brage in Vår Energi in Norvegia.

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
di cui: sviluppate	*19.681*	*6.047*	*18.963*	*77.358*	*36.992*	*44.180*	*22.550*	*5.502*	*6.321*	*237.594*
non sviluppate	*4.924*	*282*	*46.838*	*32.537*	*29.302*		*13.718*	*1.955*	*5.209*	*134.765*
Acquisizioni			6.071							6.071
Revisioni di precedenti stime	1.888	(297)	23.557	(14.331)	8.331	2.219	3.147	168	(5.720)	18.962
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				103	128		7.814			8.045
Produzione[a]	(2.183)	(1.125)	(9.485)	(13.540)	(4.545)	(2.633)	(5.289)	(714)	(390)	(39.904)
Cessioni				(11)			(5.021)	(3.208)		(8.240)
Riserve al 31 dicembre 2023	**24.310**	**4.907**	**85.944**	**82.116**	**70.208**	**43.766**	**36.919**	**3.703**	**5.420**	**357.293**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246		44.203		42.179	38.395		143.337
di cui: sviluppate		*12.557*	*246*		*30.298*			*38.395*		*81.496*
non sviluppate		*5.757*			*13.905*		*42.179*			*61.841*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(900)	163		632		(2.387)	197		(2.295)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione[b]		(2.740)	(29)		(2.345)			(2.892)		(8.006)
Cessioni		(53)								(53)
Riserve al 31 dicembre 2023		**14.621**	**380**		**42.490**		**39.792**	**35.700**		**132.983**
Riserve al 31 dicembre 2023	**24.310**	**19.528**	**86.324**	**82.116**	**112.698**	**43.766**	**76.711**	**39.403**	**5.420**	**490.276**
Sviluppate	**18.504**	**14.907**	**26.411**	**64.045**	**67.545**	**43.766**	**20.536**	**38.700**	**1.652**	**296.066**
consolidate	18.504	4.725	26.031	64.045	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
joint venture e collegate		10.182	380		29.304			35.700		75.566
Non sviluppate	**5.806**	**4.621**	**59.913**	**18.071**	**45.153**		**56.175**	**703**	**3.768**	**194.210**
consolidate	5.806	182	59.913	18.071	31.967		16.383	703	3.768	136.793
joint venture e collegate		4.439			13.186		39.792			57.417

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	*20.635*	*6.849*	*22.119*	*103.519*	*49.801*	*48.287*	*27.501*	*5.936*	*7.525*	*292.172*
non sviluppate	*5.359*	*156*	*42.238*	*14.028*	*33.827*	*9*	*15.600*	*1.817*	*4.578*	*117.612*
Acquisizioni	2		175					63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	7.920	5.470	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(32)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40							40
Estensioni e nuove scoperte		203	1.046	1.484	4.346					7.079
Produzione[a]	(2.501)	(1.291)	(7.737)	(14.606)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni					(8.628)		(79)			(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	**24.605**	**6.329**	**65.801**	**109.895**	**66.294**	**44.180**	**36.268**	**7.457**	**11.530**	**372.359**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate		*12.959*	*271*		*4.678*			*41.348*		*59.256*
non sviluppate		*5.574*			*31.696*					*37.270*
Acquisizioni					5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime		4.087	5		3.595			(274)		7.413
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		545								545
Produzione[b]		(3.053)	(30)		(1.246)			(2.679)		(7.008)
Cessioni		(1.798)								(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022		**18.314**	**246**		**44.203**		**42.179**	**38.395**		**143.337**
Riserve al 31 dicembre 2022	**24.605**	**24.643**	**66.047**	**109.895**	**110.497**	**44.180**	**78.447**	**45.852**	**11.530**	**515.696**
Sviluppate	**19.681**	**18.604**	**19.209**	**77.358**	**67.290**	**44.180**	**22.550**	**43.897**	**6.321**	**319.090**
consolidate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557	246		30.298			38.395		81.496
Non sviluppate	**4.924**	**6.039**	**46.838**	**32.537**	**43.207**		**55.897**	**1.955**	**5.209**	**196.606**
consolidate	4.924	282	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757			13.905		42.179			61.841

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	*7.934*	*5.489*	*28.707*	*127.730*	*49.581*	*56.725*	*19.094*	*3.075*	*8.927*	*307.262*
non sviluppate	*1.928*	*393*	*33.629*	*5.129*	*59.816*		*25.898*	*1.886*	*4.493*	*133.172*
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione[a]	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	**25.994**	**7.005**	**64.357**	**117.547**	**83.628**	**48.296**	**43.101**	**7.753**	**12.103**	**409.784**
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate		*11.756*	*379*		*4.830*			*44.149*		*61.114*
non sviluppate		*2.692*			*5.501*					*8.193*
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione[b]		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		**18.533**	**271**		**36.374**			**41.348**		**96.526**
Riserve al 31 dicembre 2021	**25.994**	**25.538**	**64.628**	**117.547**	**120.002**	**48.296**	**43.101**	**49.101**	**12.103**	**506.310**
Sviluppate	**20.635**	**19.808**	**22.390**	**103.519**	**54.479**	**48.287**	**27.501**	**47.284**	**7.525**	**351.428**
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	**5.359**	**5.730**	**42.238**	**14.028**	**65.523**	**9**	**15.600**	**1.817**	**4.578**	**154.882**
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.
(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

Nel 2022 sono state effettuate acquisizioni per 240 milioni di metri cubi, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria (176 milioni di metri cubi) e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Nel 2023 si registrano 6.071 milioni di metri cubi dovute all'acquisizione di alcuni asset bp in Algeria.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

Nel 2022 le revisioni totali sono pari a 3.699 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Congo (13.270 milioni di metri cubi) principalmente sul campo di Nené, in Libia (10.120 milioni di metri cubi) ed Egitto (5.470 milioni di metri cubi). Le principali revisioni negative sono state rilevate in Nigeria (-21.641 milioni di metri cubi), Algeria (-2.100 milioni di metri cubi) e Kazakhstan (-2.064 milioni di metri cubi).

Nel 2023 le revisioni totale sono pari a +18.962 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in: Libia (+18.448 milioni di metri cubi) in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Congo (+6.705 milioni di metri cubi) principalmente in Mboundi Gas e Nené; in Algeria (5.043 milioni di metri cubi) principalmente nel Blocco 208-404. Le principali revisioni negative sono state rilevate in Australia (-5.720 milioni di metri cubi) nel campo di Blacktip e in Egitto (-14.331 milioni di metri cubi) principalmente per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr che ha portato ad una revisione del progetto di compressione e riduzione delle riserve associate.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel biennio 2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2022 sono state rilevati 40 milioni di metri cubi di miglioramenti da recupero assistito in Algeria sui campi BRW e BKNE Alpha.

Nel 2023 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkine North in Algeria.

Nel 2022 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 7.079 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente alla decisione finale d'investimento in Baleine in Costa d'Avorio e in Bashrush in Egitto.

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 8.045 milioni di metri cubi in Emirati Arabi Uniti (6.131 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha e Indonesia (1.683 milioni di metri cubi) per la decisione finale di investimento in Merakes East.

Cessioni

Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

Nel 2022 le cessioni sono 8.707 milioni di metri cubi principalmente dovute alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata; la cessione degli asset in Pakistan ammonta a 79 milioni di metri cubi.

Nel 2023 le cessioni di -8.240 milioni di metri cubi si sono registrate principalmente negli Stati Uniti d'America (-3.208 milioni di metri cubi) per la cessione degli asset Alliance e negli Emirati Arabi Uniti (-5.021 milioni di metri cubi) per la riduzione della quota nella concessione Ghasha.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 si registrano acquisizioni per 47.659 milioni di metri cubi dovute all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar e all'acquisizione in Angola di una quota del 50% nella JV Azule costituita paritetica-mente con BP.

Nel 2023 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono 7.413 milioni di metri cubi, principalmente dovute ad Azule in Angola, Vår Energi in Norvegia e Coral in Mozambico.
Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono -2.295 milioni di metri cubi dovute principalmente ad una revisione positiva in Mozambico (+2.185 milioni di metri cubi) in Coral South, in Azule in Angola (-1.554 milioni di metri cubi) e in Qatar (-2.387 milioni di metri cubi) sul campo NFE.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.
Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Cessioni

Nel 2021 non sono state effettuate cessioni.
Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'IPO di Vår Energi in Norvegia.
Nel 2023 sono state rilevate cessioni di -53 milioni di metri cubi nel campo Brage in Vår Energi in Norvegia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2022, 2021 e 2020. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
31 dicembre 2023										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	22.724	3.926	49.789	23.046	35.147	40.081	40.622	14.951	707	230.993
Costi futuri di produzione	(8.848)	(1.227)	(8.361)	(7.078)	(13.512)	(6.475)	(11.042)	(5.852)	(164)	(62.559)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(824)	(6.664)	(2.719)	(7.757)	(1.814)	(7.437)	(1.954)	(355)	(33.794)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**9.606**	**1.875**	**34.764**	**13.249**	**13.878**	**31.792**	**22.143**	**7.145**	**188**	**134.640**
Imposte sul reddito future	(2.233)	(1.274)	(19.528)	(4.541)	(4.729)	(8.186)	(16.348)	(3.161)	(8)	(60.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**7.373**	**601**	**15.236**	**8.708**	**9.149**	**23.606**	**5.795**	**3.984**	**180**	**74.632**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(3.325)	(39)	(7.541)	(2.926)	(4.223)	(11.668)	(3.081)	(1.462)	(58)	(34.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**4.048**	**562**	**7.695**	**5.782**	**4.926**	**11.938**	**2.714**	**2.522**	**122**	**40.309**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		29.387	168		22.954		19.108	7.519		79.136
Costi futuri di produzione		(7.128)	(122)		(6.202)		(5.880)	(1.925)		(21.257)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(5.221)	(54)		(2.972)		(410)	(179)		(8.836)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**17.038**	**(8)**		**13.780**		**12.818**	**5.415**		**49.043**
Imposte sul reddito future		(12.548)	(1)		(3.254)		(9.702)	(2.263)		(27.768)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.490**	**(9)**		**10.526**		**3.116**	**3.152**		**21.275**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.114)	27		(4.508)		(2.158)	(1.237)		(8.990)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.376**	**18**		**6.018**		**958**	**1.915**		**12.285**
Totale	**4.048**	**3.938**	**7.713**	**5.782**	**10.944**	**11.938**	**3.672**	**4.437**	**122**	**52.594**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2022										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	38.968	7.609	50.838	34.198	48.292	53.529	45.179	21.233	1.525	301.371
Costi futuri di produzione	(10.267)	(1.752)	(6.675)	(11.171)	(15.823)	(7.844)	(12.181)	(5.950)	(230)	(71.893)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.484)	(1.296)	(4.894)	(2.941)	(10.057)	(1.873)	(4.562)	(3.063)	(377)	(33.547)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.217**	**4.561**	**39.269**	**20.086**	**22.412**	**43.812**	**28.436**	**12.220**	**918**	**195.931**
Imposte sul reddito future	(6.388)	(3.087)	(23.766)	(7.119)	(7.990)	(11.568)	(21.227)	(4.903)	(81)	(86.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**17.829**	**1.474**	**15.503**	**12.967**	**14.422**	**32.244**	**7.209**	**7.317**	**837**	**109.802**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.141)	(344)	(7.176)	(4.562)	(6.456)	(16.087)	(2.980)	(3.443)	(357)	(48.546)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.688**	**1.130**	**8.327**	**8.405**	**7.966**	**16.157**	**4.229**	**3.874**	**480**	**61.256**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		50.468	265		42.450		33.075	8.133		134.391
Costi futuri di produzione		(7.628)	(123)		(10.579)		(9.749)	(2.083)		(30.162)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.458)	(57)		(3.508)		(560)	(178)		(10.761)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**36.382**	**85**		**28.363**		**22.766**	**5.872**		**93.468**
Imposte sul reddito future		(27.333)	(3)		(8.117)		(19.393)	(2.469)		(57.315)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**9.049**	**82**		**20.246**		**3.373**	**3.403**		**36.153**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(2.501)	(15)		(9.058)		(2.462)	(1.416)		(15.452)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**6.548**	**67**		**11.188**		**911**	**1.987**		**20.701**
Totale	**10.688**	**7.678**	**8.394**	**8.405**	**19.154**	**16.157**	**5.140**	**5.861**	**480**	**81.957**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**7.900**	**2.318**	**22.129**	**19.582**	**22.616**	**27.337**	**18.738**	**7.120**	**972**	**128.712**
Imposte sul reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**5.863**	**1.317**	**9.784**	**12.846**	**14.244**	**21.036**	**5.839**	**4.734**	**897**	**76.560**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**3.751**	**1.147**	**5.268**	**8.635**	**8.636**	**10.333**	**3.544**	**2.754**	**547**	**44.615**
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**13.155**	**25**		**7.199**			**4.440**		**24.819**
Imposte sul reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.564**	**16**		**5.913**			**3.131**		**13.624**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.102**	**32**		**2.415**			**1.732**		**7.281**
Totale	**3.751**	**4.249**	**5.300**	**8.635**	**11.051**	**10.333**	**3.544**	**4.486**	**547**	**51.896**

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2023, 2022 e 2021:

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2023			
Valore al 31 dicembre 2022	**61.256**	**20.701**	**81.957**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	*(19.397)*	*(5.426)*	*(24.823)*
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	*(33.769)*	*(19.785)*	*(53.554)*
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	*1.659*		*1.659*
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	*(4.684)*	*(1.353)*	*(6.037)*
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	*6.691*	*2.517*	*9.208*
- revisioni delle quantità stimate	*6.531*	*155*	*6.686*
- effetto dell'attualizzazione	*10.627*	*3.033*	*13.660*
- variazione netta delle imposte sul reddito	*12.675*	*14.753*	*27.428*
- acquisizioni di riserve	*977*	*44*	*1.021*
- cessioni di riserve	*(845)*	*(60)*	*(905)*
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	*(1.412)*	*(2.294)*	*(3.706)*
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(20.947)**	**(8.416)**	**(29.363)**
Valore al 31 dicembre 2023	**40.309**	**12.285**	**52.594**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2021	**44.615**	**7.281**	**51.896**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	*(25.987)*	*(4.912)*	*(30.899)*
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	*56.002*	*24.343*	*80.345*
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	*1.519*	*2.139*	*3.658*
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	*(7.046)*	*(3.169)*	*(10.215)*
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	*3.821*	*2.000*	*5.821*
- revisioni delle quantità stimate	*(1.295)*	*7.134*	*5.839*
- effetto dell'attualizzazione	*7.226*	*1.510*	*8.736*
- variazione netta delle imposte sul reddito	*(18.393)*	*(21.676)*	*(40.069)*
- acquisizioni di riserve	*765*	*10.200*	*10.965*
- cessioni di riserve	*(6.436)*		*(6.436)*
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	*6.465*	*(4.149)*	*2.316*
Saldo aumenti (diminuzioni)	**16.641**	**13.420**	**30.061**
Valore al 31 dicembre 2022	**61.256**	**20.701**	**81.957**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	**24.386**	**3.306**	**27.692**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	*(16.402)*	*(3.381)*	*(19.783)*
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	*40.864*	*9.256*	*50.120*
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	*1.304*	*142*	*1.446*
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	*(2.737)*	*(734)*	*(3.471)*
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	*2.877*	*1.385*	*4.262*
- revisioni delle quantità stimate	*1.963*	*1.665*	*3.628*
- effetto dell'attualizzazione	*3.810*	*514*	*4.324*
- variazione netta delle imposte sul reddito	*(14.022)*	*(5.216)*	*(19.238)*
- acquisizioni di riserve	*27*		*27*
- cessioni di riserve	*(28)*		*(28)*
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	*2.573*	*344*	*2.917*
Saldo aumenti (diminuzioni)	**20.229**	**3.975**	**24.204**
Valore al 31 dicembre 2021	**44.615**	**7.281**	**51.896**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2023.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2024

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

3 BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio 390
Note al bilancio di esercizio 396
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti 462
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 463

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2023 Totale	31.12.2023 *di cui verso parti correlate*	31.12.2022 Totale	31.12.2022 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	7.119.312.637	*162.617.124*	7.627.602.815	*19.521.653*
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	6.279.897.189		7.815.400.025	
Altre attività finanziarie	(15)	6.211.975.790	*6.139.411.679*	3.760.120.486	*3.564.810.925*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	8.493.489.596	*6.310.349.533*	11.661.211.258	*8.434.067.732*
Rimanenze	(8)	1.855.628.196		3.814.485.584	
Attività per imposte sul reddito	(9)	272.208.601		173.234.208	
Altre attività	(10)	5.226.740.427	*4.898.127.146*	13.076.263.135	*12.668.888.414*
		35.459.252.436		**47.928.317.511**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	3.760.542.034		5.112.098.210	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.452.286.298		1.654.496.740	
Attività immateriali	(13)	253.109.465		241.478.699	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.575.309.913		1.772.963.081	
Partecipazioni	(14)	60.343.961.870		59.814.872.255	
Altre attività finanziarie	(15)	15.607.717.197	*15.559.546.893*	2.145.820.621	*2.075.869.643*
Attività per imposte anticipate	(16)	2.017.699.162		2.683.737.793	
Attività per imposte sul reddito	(9)	100.141.158		77.801.348	
Altre attività	(10)	653.602.170	*436.719.282*	2.812.782.273	*2.484.659.145*
		85.764.369.267		**76.316.051.020**	
Attività destinate alla vendita	(24)	**2.152.441**		**82.484.108**	
TOTALE ATTIVITÀ		**121.225.774.144**		**124.326.852.639**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	23.758.488.870	*21.376.866.198*	14.121.969.229	*12.142.834.592*
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.529.389.040		2.883.078.014	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	289.584.507	*138.751.832*	372.599.936	*157.135.984*
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	7.835.521.427	*5.148.552.309*	12.380.329.191	*6.582.939.381*
Passività per imposte sul reddito	(9)	538.523.340		771.314.516	
Altre passività	(10)	5.374.824.868	*3.857.060.557*	14.304.897.660	*12.317.155.625*
		40.326.332.052		**44.834.188.546**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	21.043.540.730	*3.062.843*	16.054.420.916	*3.738.413*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.605.732.228	*1.100.667.160*	1.886.764.517	*1.241.855.601*
Fondi per rischi e oneri	(21)	5.640.728.562		5.660.877.400	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	336.448.938		340.718.420	
Passività per imposte differite	(16)	60.329.449			
Altre passività	(10)	1.193.707.256	*699.726.976*	3.029.316.902	*2.173.697.787*
		29.880.487.163		**26.972.098.155**	
TOTALE PASSIVITÀ		**70.206.819.215**		**71.806.286.701**	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		45.115.209.920		45.090.212.674	
Azioni proprie		(2.333.082.056)		(2.937.126.573)	
Utile (perdita) dell'esercizio		3.272.366.066		5.403.018.838	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**51.018.954.929**		**52.520.565.938**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**121.225.774.144**		**124.326.852.639**	

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2023 Totale	2023 di cui verso parti correlate	2022 Totale	2022 di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		42.790.197.560	*29.312.287.633*	74.679.263.858	*40.936.291.881*
Altri ricavi e proventi		432.266.298	*234.159.708*	542.316.053	*250.548.727*
Totale Ricavi	(27)	**43.222.463.858**		**75.221.579.911**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(39.995.945.213)	*(22.803.498.353)*	(66.135.498.100)	*(24.201.223.288)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	111.763.629		(80.541.639)	
Costo lavoro	(28)	(1.165.907.049)		(1.231.536.859)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	704.616.620	*2.731.196.854*	(6.325.038.931)	*(8.318.032.210)*
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(634.252.386)		(824.585.676)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11) (12) (13)	(644.545.294)		(334.240.777)	
Radiazioni	(11) (13)	(18.575.194)		(65.136.554)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**1.579.618.971**		**225.001.375**	
Proventi finanziari		4.344.222.489	*712.554.993*	3.323.708.539	*212.602.947*
Oneri finanziari		(4.830.210.794)	*(748.629.036)*	(3.730.365.125)	*(105.707.729)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		263.029.648		(43.548.508)	
Strumenti finanziari derivati		(41.814.226)	*38.583.813*	233.799.080	*235.209.030*
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	**(264.772.883)**		**(216.406.014)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	**2.282.431.094**	*545.688.320*	**3.770.780.756**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**3.597.277.182**		**3.779.376.117**	
Imposte sul reddito	(31)	(324.911.116)		1.623.642.721	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**3.272.366.066**		**5.403.018.838**	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2023	2022
Utile (perdita) dell'esercizio		**3.272**	**5.403**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(4)	35
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	2	3
Effetto fiscale	(25)	1	(11)
		(1)	**27**
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(217)	2.229
Effetto fiscale	(25)	63	(645)
		(154)	**1.584**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**(155)**	**1.611**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**3.117**	**7.014**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2022	**4.005**	**9.629**	**959**	**(2.937)**	**2.937**	**1.020**	**(8)**	**(32)**	**(114)**	**26.658**	**5.000**	**5.403**	**52.520**
Utile (perdita) dell'esercizio												**3.272**	**3.272**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(3)					(3)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							2						2
Componenti non riclassificabili a conto economico							**2**	**(3)**					**(1)**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(154)							(154)
Componenti riclassificabili a conto economico						**(154)**							**(154)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**(154)**	**2**	**(3)**				**3.272**	**3.117**
III e IV tranches dividendo 2022 (€0,44 per azione)		(1.472)											(1.472)
I e II tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione)		(189)								(1.344)			(1.533)
Destinazione utile 2022									8	5.395		(5.403)	
Acquisto azioni proprie				(1.837)	1.837					(1.837)			(1.837)
Annullamento azioni proprie				2.400	(2.400)								
Piano incentivazione di lungo termine				41	(41)					20			20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**(1.661)**		**604**	**(604)**				**8**	**2.096**		**(5.403)**	**(4.960)**
Avanzo di Fusione										225			225
Effetto emissione di obbligazioni convertibili										79			79
Altre variazioni						(2)				40			38
Altri movimenti di patrimonio netto						**(2)**				**344**			**342**
Saldi al 31 dicembre 2023	**4.005**	**7.968**	**959**	**(2.333)**	**2.333**	**864**	**(6)**	**(35)**	**(106)**	**29.098**	**5.000**	**3.272**	**51.019**

(segue)

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2021	**4.005**	**10.368**	**959**	**(958)**	**958**	**(531)**	**(11)**	**(56)**	**(2)**	**23.632**	**5.000**	**7.675**	**51.039**
Utile (perdita) dell'esercizio												**5.403**	**5.403**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								24					24
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							3						3
Componenti non riclassificabili a conto economico							**3**	**24**					**27**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						1.584							1.584
Componenti riclassificabili a conto economico						**1.584**							**1.584**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**1.584**	**3**	**24**				**5.403**	**7.014**
Acconto sul dividendo 2022 (€0,44 per azione)		(739)								(761)			(1.500)
Attribuzione del dividendo residuo 2021 (€0,43 per azione)												(1.522)	(1.522)
Destinazione utile residuo 2021									(112)	6.265		(6.153)	
Acquisto azioni proprie				(2.400)	2.400					(2.400)			(2.400)
Annullamento azioni proprie				400	(400)								
Piano Incentivazione a Lungo Termine				21	(21)					18			18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**(739)**		**(1.979)**	**1.979**				**(112)**	**2.984**		**(7.675)**	**(5.542)**
Altre variazioni						(33)				42			9
Altri movimenti di patrimonio netto						**(33)**				**42**			**9**
Saldi al 31 dicembre 2022	**4.005**	**9.629**	**959**	**(2.937)**	**2.937**	**1.020**	**(8)**	**(32)**	**(114)**	**26.658**	**5.000**	**5.403**	**52.520**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2023	2022
Utile (perdita) dell'esercizio	**3.272**	**5.403**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	634	825
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	644	334
Radiazioni	19	65
Effetto valutazione partecipazioni	1.790	785
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(390)	(2.226)
Dividendi	(3.691)	(2.336)
Interessi attivi	(954)	(203)
Interessi passivi	1.349	577
Imposte sul reddito	325	(1.623)
Altre variazioni	(149)	247
Flusso di cassa del capitale di esercizio	871	(697)
- rimanenze	*1.718*	*(1.902)*
- crediti commerciali	*4.134*	*(1.597)*
- debiti commerciali	*(4.612)*	*2.950*
- fondi per rischi e oneri	*234*	*769*
- altre attività e passività	*(603)*	*(917)*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	35	1
Dividendi incassati	2.787	5.515
Interessi incassati	843	209
Interessi pagati	(1.239)	(558)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	32	(500)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**6.178**	**5.818**
- di cui verso parti correlate	***10.101***	***4.737***
Flusso di cassa degli investimenti	(19.406)	(5.570)
- attività materiali	*(648)*	*(751)*
- attività immateriali	*(77)*	*(32)*
- partecipazioni	*(2.977)*	*(3.457)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*(15.715)*	*(1.406)*
- rami d'azienda	*(35)*	*(4)*
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	*46*	*80*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	816	3.295
- attività materiali	*7*	*166*
- attività immateriali	*14*	*9*
- partecipazioni e attività destinate alla vendita	*472*	*791*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*323*	*2.329*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	886	(1.440)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(17.704)**	**(3.715)**
- di cui verso parti correlate	***(15.705)***	***1.585***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	2.333	(3.437)
Rimborso di passività per beni in leasing	(280)	(390)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	13.854	8.287
Dividendi pagati	(3.046)	(3.009)
Acquisto azioni proprie	(1.803)	(2.400)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	79	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**10.999**	**(1.087)**
- di cui verso parti correlate	***9.109***	***6.258***
Effetto delle differenze di cambio da conversione, fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	(18)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**(509)**	**998**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**7.628**	**6.630**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**7.119**	**7.628**

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.lgs. 38/05[1].

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2024.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato[2], cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto[3]; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio, è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate, ed aventi finalità meramente riorganizzative, sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e, conseguentemente, in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico. Differentemente, le operazioni under common control aventi finalità realizzative prevedono la rilevazione degli eventuali plusvalori a conto economico.

Le operazioni di fusione per incorporazione madre-figlia, in quanto aventi finalità meramente riorganizzative, sono rilevate in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni. L'eventuale avanzo di fusione è rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2023.
(2) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.
(3) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 Schemi di bilancio

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

3 Modifica dei criteri contabili e principi contabili di recente emanazione

Le modifiche ai principi contabili internazionali, nonché le disposizioni dell'IFRS 17 "Contratti assicurativi", entrate in vigore dal 1° gennaio 2023, non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento alle modifiche allo IAS 12 "Riforma Fiscale Internazionale", si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

4 Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA, in data 27 aprile 2023, ha approvato l'acquisizione da parte di Eni SpA della quota di partecipazione residua (pari al 66,39%) di Eni Finance International SA detenuta da Eni International BV (società interamente controllata da Eni), al fine di concentrare in Eni SpA (che, ante operazione, deteneva il 33,61% del capitale sociale) l'intero pacchetto azionario della Società.
In data 22 giugno 2023, il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato la fusione per incorporazione di Eni Finance International SA in Eni SpA.
L'atto di fusione è stato sottoscritto il 18 dicembre 2023 con efficacia giuridica a decorrere dal 21 dicembre 2023 con effetti contabili e fiscali a far data dal 1° dicembre 2023.
L'operazione di incorporazione di società controllata, non specificatamente regolata dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", è stata rilevata, coerentemente con le indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio", in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni al 1° dicembre 2023.
L'avanzo di fusione è stato rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(€ milioni)	
Patrimonio netto al 1° dicembre 2023	1.638
Valore della partecipazione	1.413
Avanzo di fusione	**225**

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.119 milioni (€7.628 milioni al 31 dicembre 2022) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni (€42 milioni al 31 dicembre 2022) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.
La scadenza media dei depositi in euro (€400 milioni) è di 37 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 4,04%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€5.275 milioni) è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è 5,48%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€589 milioni) è di 15 giorni e il tasso di interesse effettivo è 5,36%.
Le expected credit loss su depositi, presso banche e istituti finanziari terzi, valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.125	1.114
Altri titoli	4.819	4.937
	5.944	**6.051**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	336	1.764
	6.280	**7.815**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.
Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.288 milioni (€1.090 milioni al 31 dicembre 2022).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.382	3.289
Dollaro USA	2.562	2.759
Altre valute		3
	5.944	**6.051**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	200	1.201
Dollaro USA	136	563
	336	**1.764**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	168	171	Baa3	BBB
Stati Uniti d'America	603	536	Aaa	AA+
Francia	53	53	Aa2	AA
Spagna	149	154	Baa1	A
Canada	61	55	Aaa	AAA
Giappone	31	28	A1	A+
Corea del Sud	5	5	Aa2	AA
	1.070	**1.002**		
Tasso variabile				
Italia	121	123	Baa3	BBB
	121	**123**		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	**1.191**	**1.125**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.920	1.814	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	652	630	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	991	977	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
	3.563	**3.421**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	445	429	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	562	551	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
Altri titoli	443	418	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
	1.450	**1.398**		
Totale Altri titoli	**5.013**	**4.819**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.204**	**5.944**		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	**350**	**336**		Da AAAm a BBB
	6.554	**6.280**		

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.
Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Crediti commerciali	6.939	11.082
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	167	119
Anticipi al personale	10	21
Acconti per servizi e forniture	11	3
Crediti per attività di disinvestimento	37	20
Crediti verso altri	1.330	416
	8.494	**11.661**

I crediti commerciali di €6.939 milioni si riducono di €4.143 milioni per effetto essenzialmente della linea di business Global Gas & LNG Portfolio a seguito dello scenario energetico legato ai prezzi del gas e della riduzione dei volumi commercializzati.
I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.
Al 31 dicembre 2023, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale nei confronti del cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €75 milioni (€373 milioni nel 2022). Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare.
Al 31 dicembre 2023 sono state poste in essere operazioni di cessione pro soluto di crediti commerciali con scadenza 2024 per €346 milioni (€1.005 milioni nel 2022 con scadenza 2023). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€ 284 milioni), Refining (€44 milioni) e al Power (€18 milioni).
I crediti verso altri di €1.330 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (904 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€257 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€133 milioni).
I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €1.493 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	**Totale**
31.12.2023					
Clientela business	175	1.073	45	273	1.566
Pubbliche Amministrazioni				1	1
Altre controparti	183	3		30	216
Imprese controllate	6.841				6.841
Valore lordo	**7.199**	**1.076**	**45**	**304**	**8.624**
Fondo svalutazione		(34)	(2)	(94)	(130)
Valore netto	**7.199**	**1.042**	**43**	**210**	**8.494**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	4,44	6,06	41,96	
31.12.2022					
Clientela business	736	2.867	175	199	3.977
Pubbliche Amministrazioni		18		1	19
Altre controparti	345	126	1	54	526
Imprese controllate	7.454				7.454
Valore lordo	**8.535**	**3.011**	**176**	**254**	**11.976**
Fondo svalutazione		(122)	(3)	(190)	(315)
Valore netto	**8.535**	**2.889**	**173**	**64**	**11.661**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	5,24	4,17	97,44	

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.
Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €130 milioni (€315 milioni al 31 dicembre 2022):

(€ milioni)	2023	2022
Fondo svalutazione iniziale	**315**	**357**
Accantonamenti su crediti in bonis	13	63
Accantonamenti su crediti in default	10	22
Rilasci su crediti in bonis	(100)	(9)
Rilasci su crediti in default	(108)	(118)
Fondo svalutazione finale	**130**	**315**

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €185 milioni è connessa principalmente ai rilasci del fondo per €208 milioni (€127 milioni nel 2022) relativi essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€179 milioni) a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le mutate condizioni di mercato.
Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti netti al fondo svalutazione	(23)	(85)
Perdite nette su crediti	(1)	(5)
Rilasci per esubero	136	9
	112	**(81)**

La valutazione al fair value dei "crediti commerciali e altri crediti", generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo	360	445
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	122	139
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	55	174
Prodotti finiti e merci	1.317	3.057
Certificati bianchi	2	
	1.856	**3.815**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €360 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€650 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€516 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, Fos in Francia, Piombino in Italia e su navi viaggianti (€151milioni).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €159 milioni (€272 milioni al 31 dicembre 2022) come di seguito indicato:

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	**272**	**194**
Accantonamenti (utilizzi)	(113)	78
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	**159**	**272**

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.575 milioni (€1.773 milioni al 31 dicembre 2022) includono 2,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte di obblighi di legge. Le scorte d'obbligo diminuiscono di €198 milioni per effetto dell'andamento dei prezzi di mercato.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	265				161			
IRAP			80		9			
Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico			455				770	
Crediti per istanze di rimborso		100				78		
Altre imposte sul reddito	7		4		3		1	
	272	**100**	**539**		**173**	**78**	**771**	

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 - Imposte sul reddito.

10 Altre attività e passività

	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.968	316	4.007	337	12.768	2.581	12.489	1.922
Passività da contratti per la clientela			108	687			1.013	704
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	*10*		*750*		*7*		*325*	
- IVA	*98*		*99*		*49*		*68*	
- Royalty su idrocarburi estratti			*154*				*237*	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			*6*				*8*	
- Altre imposte e tasse	*80*	*3*	*41*	*7*	*96*	*2*	*41*	*25*
	188	3	1.050	7	152	2	679	25
Altre	71	335	210	163	156	230	124	378
	5.227	**654**	**5.375**	**1.194**	**13.076**	**2.813**	**14.305**	**3.029**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €56 milioni e €218 milioni (€58 milioni e €275 milioni nel 2022); (ii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per €469 milioni (€430 milioni nel 2022).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €99 milioni oltre i 12 mesi (€183 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €144 milioni; (iii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €39 milioni (€42 milioni nel 2022).

Le altre passività comprendono: (i) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine (€130 milioni);

(ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€85 milioni oltre 12 mesi e €20 milioni entro 12 mesi); (iii) debiti non correnti per attività d'investimento per €52 milioni (€70 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) i depositi cauzionali da clienti oltre i 12 mesi per €24 milioni (€64 milioni nel 2022).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

11 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e Fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2023								
Valore iniziale netto	**492**	**2.900**	**491**	**127**	**37**	**420**	**645**	**5.112**
Operazioni straordinarie	(305)		(329)	(101)	(5)		(185)	(925)
Investimenti	1	1	38	10	9	261	328	648
Capitalizzazioni ammortamenti						32		32
Ammortamenti[(a)]	(8)	(317)	(22)	(11)	(12)			(370)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	(334)	(92)			(76)	(212)	(716)
Radiazioni		(2)				(17)		(19)
Dismissioni		(8)				(1)		(9)
Trasferimenti	3	260	34		2	(261)	(38)	-
Altre variazioni			35		1	(19)	(9)	8
Valore finale netto	**181**	**2.500**	**155**	**25**	**32**	**339**	**529**	**3.761**
Valore finale lordo	1.054	16.040	8.329	366	631	515	2.147	29.082
Fondo ammortamento e svalutazione	873	13.540	8.174	341	599	176	1.618	25.321
2022								
Valore iniziale netto	**497**	**2.914**	**515**	**127**	**46**	**586**	**528**	**5.213**
Investimenti		1	27	15	7	248	453	751
Capitalizzazioni ammortamenti						25		25
Ammortamenti[(a)]	(24)	(345)	(66)	(19)	(16)			(470)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		(39)	(1)			(239)	(280)
Radiazioni						(65)		(65)
Dismissioni	(1)	(73)				(100)		(174)
Trasferimenti	21	288	54	5		(271)	(97)	-
Altre variazioni		115				(3)		112
Valore finale netto	**492**	**2.900**	**491**	**127**	**37**	**420**	**645**	**5.112**
Valore finale lordo	2.202	15.803	11.284	670	719	520	2.235	33.433
Fondo ammortamento e svalutazione	1.710	12.903	10.793	543	682	100	1.590	28.321

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli effetti derivanti dalle operazioni straordinarie di €925 milioni sono riconducibili essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" a Enilive SpA.

Gli investimenti di €648 milioni riguardano: (a) la Refining (€352 milioni) in relazione all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (b) la Exploration & Production (€262 milioni) in relazione a: (i) ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Hera Lacinia 17, Luna 41, Pandora 2DIR, Donata 4 DIR); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€34 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato: (i) la Exploration & Production (€410 milioni) in relazione alla revisione dei prezzi del gas. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,1%; (ii) la Refining per gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€306 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,8%. Maggiori informazioni relative agli impairment

sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.
Le altre variazioni includono: (i) il decremento per la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€129 milioni); (ii) l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€128 milioni).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-100
Impianti specifici di distribuzione	2-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	5-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,28% (1,76% al 31 dicembre 2022). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €26 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €77 milioni.

12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Altre tipologie	**Totale**
2023							
Valore iniziale netto	**909**	**396**	**170**	**61**	**8**	**110**	**1.654**
Operazioni straordinarie			(170)			(60)	(230)
Incrementi		32		53	126	22	233
Ammortamenti[(a)]	(103)	(56)		(29)	(20)	(30)	(238)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	85					(2)	83
Altre variazioni	(8)				(25)	(17)	(50)
Valore finale netto	**883**	**372**	**-**	**85**	**89**	**23**	**1.452**
Valore finale lordo	1.807	610	-	151	116	173	2.857
Fondo ammortamento e svalutazione	924	238		66	27	150	1.405
2022							
Valore iniziale netto	**880**	**432**	**167**	**44**	**23**	**145**	**1.691**
Incrementi	165	25	45	48		67	350
Ammortamenti[(a)]	(106)	(57)	(35)	(30)	(14)	(85)	(327)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(30)					(12)	(42)
Altre variazioni		(4)	(7)	(1)	(1)	(5)	(18)
Valore finale netto	**909**	**396**	**170**	**61**	**8**	**110**	**1.654**
Valore finale lordo	1.815	598	335	158	47	440	3.393
Fondo ammortamento e svalutazione	906	202	165	97	39	330	1.739

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.452 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €883 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di Enipower SpA. Tale contratto prevede che Enipower SpA produca, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA a fronte della messa a disposizione da parte di quest'ultima dei combustibili necessari e delle indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €372 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle valutazioni effettuate in merito all'esercizio delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €85 milioni ai contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (iv) per €89 milioni ai contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale di circa 8 mesi; (v) per €19 milioni a contratti di leasing relativi ai sistemi di storage e apparati TLC della Corporate inclusi nella voce residuale "Altre tipologie".

Le operazioni straordinarie hanno riguardato essenzialmente il trasferimento a Enilive SpA, nell'ambito dell'operazione di conferimento, dei contratti di locazione relativi alle concessioni autostradali, le locazioni di stazioni di servizio ed il contratto di lavorazione con la Raffineria di Gela SpA.

Le riprese di valore nette di €83 milioni hanno riguardato essenzialmente i contratti di tolling del Power (€85 milioni).

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2023			
Valore iniziale	**373**	**1.887**	**2.260**
Operazioni straordinarie	(92)	(175)	(267)
Incrementi		233	233
Decrementi	(280)		(280)
Altre variazioni	289	(339)	(50)
Valore finale	**290**	**1.606**	**1.896**
2022			
Valore iniziale	**383**	**1.939**	**2.322**
Incrementi		350	350
Decrementi	(390)		(390)
Altre variazioni	380	(402)	(22)
Valore finale	**373**	**1.887**	**2.260**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €280 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €90 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€285 milioni) e dei mezzi navali di perforazione (€73 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	4	6
	4	**6**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	5	73
- leasing di modico valore	19	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing		154
- oneri da remeasurement	4	
	28	**241**
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	238	327
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(28)	(21)
	210	**306**
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	**83**	**(42)**
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(90)	(73)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	3	1
	(87)	**(72)**

13 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2023							
Valore iniziale netto	**10**	**55**	**5**	**155**	**225**	**16**	**241**
Operazioni straordinarie		(5)	(4)	(2)	(11)	(14)	(25)
Investimenti		39	38		77		77
Ammortamenti		(39)		(19)	(58)		(58)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(11)		(11)		(11)
Dismissioni	(2)			(13)	(15)		(15)
Altre variazioni		4	33	7	44		44
Valore finale netto	**8**	**54**	**61**	**128**	**251**	**2**	**253**
Valore finale lordo	385	1.218	92	222	1.918	2	1.920
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	31	94	1.667		1.667
2022							
Valore iniziale netto	**11**	**53**	**5**	**162**	**231**	**16**	**247**
Investimenti		26	6		32		32
Ammortamenti	(1)	(33)		(19)	(53)		(53)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(12)		(12)		(12)
Dismissioni				(5)	(5)		(5)
Altre variazioni		9	6	17	32		32
Valore finale netto	**10**	**55**	**5**	**155**	**225**	**16**	**241**
Valore finale lordo	388	1.252	25	233	1.898	94	1.992
Fondo ammortamento e svalutazione	378	1.197	20	78	1.673	78	1.751

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €8 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €54 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 10% al 100%.
Le immobilizzazioni in corso e acconti di €61 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €128 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€115 milioni).

14 Partecipazioni

(€ milioni)	2023 Partecipazioni in imprese controllate	2023 Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	2023 Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre Imprese	2023 Totale	2022 Partecipazioni in imprese controllate	2022 Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	2022 Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre Imprese	2022 Totale
Valore iniziale	**58.626**	**1.085**	**104**	**59.815**	**55.113**	**796**	**101**	**56.010**
Fusioni per incorporazione	(1.413)			(1.413)				
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.983	7		2.990	2.830	627		3.457
Cessioni e rimborsi	(40)		(4)	(44)	(577)			(577)
Conferimenti	950			950	2.020	(14)		2.006
Rettifiche di valore	(2.199)	206		(1.993)	(462)	(323)		(785)
Valutazione al fair value con effetti a PN			2	2			3	3
Altre variazioni e riclassifiche	4	33		37	(298)	(1)		(299)
Valore finale	**58.911**	**1.331**	**102**	**60.344**	**58.626**	**1.085**	**104**	**59.815**
Valore finale lordo	74.663	2.228	102	76.993	73.410	2.188	104	75.702
Fondo svalutazione	15.752	897		16.649	14.784	1.103		15.887

Le partecipazioni sono aumentate di €529 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2022	**59.815**
Fusioni per incorporazione	**(1.413)**
Eni Finance International SA	(1.413)
Acquisizioni e sottoscrizioni	**2.990**
- Interventi sul capitale	**1.926**
Versalis SpA	1.071
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	311
Eni Rewind SpA	199
Floaters SpA	125
Eni Natural Energies SpA	81
Eni Mozambico SpA	75
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	40
Eniverse Ventures Srl	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
Eni Timor Leste SpA	2
Altre	7
- Acquisizioni	**1.064**
Eni Finance International SA	1.051
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	13
Cessioni e Rimborsi	**(44)**
- Rimborsi di capitale	**(40)**
Enipower SpA	(17)
Serfactoring SpA - in liquidazione	(16)
Ieoc SpA	(7)
- Cessioni	**(4)**
Synhelion SA	(4)
Conferimenti	**950**
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1.049
Eniverse Ventures Srl	13
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	(70)
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	(29)
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	(13)

(segue)

(€ milioni)

Rettifiche di valore	**(1.993)**
- Riprese di valore	**221**
Saipem SpA	213
LNG Shipping SpA	8
- Svalutazioni	**(2.214)**
Versalis SpA	(1.072)
Eni Petroleum Co Inc	(706)
Eni Rewind SpA	(199)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(115)
Eni Mozambico SpA	(60)
Export LNG Ltd	(36)
Floaters SpA	(6)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(5)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(2)
Eni Natural Energies SpA	(2)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(8)
Valutazione al fair value con effetti a PN	**2**
Synhelion SA	1
Altre minori	1
Altre variazioni e riclassifiche	**37**
- Riclassifica da attività destinate alla vendita	**33**
SeaCorridor Srl	33
- Altre variazioni	**4**
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1
Altre	1
Partecipazioni al 31 dicembre 2023	**60.344**

Le fusioni hanno riguardato la fusione transfrontaliera per incorporazione della Eni Finance International SA. L'operazione è commentata alla nota n.4 - Fusioni per incorporazione.

I conferimenti hanno riguardato essenzialmente il conferimento a Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA) del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" costituito dall'insieme dei rapporti attivi e passivi inerenti all'attività raffinazione bio, commercializzazione e distribuzione di carburanti e altri prodotti petroliferi e bio e servizi alla mobilità. L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 dicembre 2022 con efficacia dal 1° gennaio 2023. L'operazione è stata effettuata in continuità di valori civilistici e fiscali e ha determinato un incremento del valore della partecipazione di €1.049 milioni.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2023	Saldo netto al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2023 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	5	11	6
Ecofuel SpA	100,000	48	48	251	203
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000			...	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000	50	48	76	28
Eni Finance International SA		362			
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		70			
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	655	655	808	153
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	626	126
Eni International BV	100,000	42.445	42.445	45.102	2.657
Eni International Resources Ltd	99,998	2	2	6	4
Eni Investments Plc	99,999	4.662	4.662	3.805	(857)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	502	427	4	(423)
Eni Mozambico SpA	100,000	58	73	12	(61)
Eni Natural Energies SpA	100,000	75	154	127	(27)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	2.337	1.631	1.409	(222)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	100,000	4.880	4.881	5.236	355
Eni Rewind SpA	99,999			144	144
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	100,000	198	1.559	1.635	76
Eni Timor Leste SpA	100,000	2	3	2	(1)
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207	174	(33)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000			8	8
Eni West Africa SpA	100,000	4	3	3	
Enipower SpA	51,000	337	320	397	77
EniProgetti SpA	100,000	24	24	42	18
EniServizi SpA	100,000	18	17	17	
Eniverse Ventures Srl	100,000		21	18	(3)
Export LNG Ltd	100,000	602	566	566	
Floaters SpA	100,000	253	372	372	
Ieoc SpA	100,000	10	3	2	(1)
LNG Shipping SpA	100,000	224	232	232	
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)		29			
Serfactoring SpA - in liquidazione		16			

(segue)

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2023	Saldo netto al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2023 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47	47	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	3	3	3	
Versalis SpA	100,000			61	61
Totale imprese controllate		**58.626**	**58.911**		
Imprese collegate e joint venture					
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl	25,000			2	2
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	354	354	343	(11)
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	14,201	1	1	7	6
Saipem SpA	31,193	702	915	722	(193)
Seram SpA	25,000	...	...	...	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	21	(7)
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	...	...	...	
SeaCorridor Srl	50,100		33	530	497
Totale imprese collegate e joint venture		**1.085**	**1.331**		
		59.711	**60.242**		

Le svalutazioni delle partecipazioni del settore Exploration & Production sono state operate a seguito dell'effetto combinato dell'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, della revisione di stima delle riserve e dei maggiori costi d'esercizio. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e i relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,1% e il 10,90%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato, tra l'altro:

- Eni Trade & Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,8%;
- Società Oleodotti Meridionali SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale, con un orizzonte temporale pari alla vita utile dell'oleodotto, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,4%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 29 dicembre 2023, il cui valore è ricompreso nel range dei possibili valori determinati secondo la metodologia del Value In Use adottata da Eni per valutare la recuperabilità della partecipata in accordo con lo IAS 36. Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€6 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni); e la partecipazione del 1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

15 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2023 Correnti	31.12.2023 Non correnti	31.12.2022 Correnti	31.12.2022 Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.970	15.608	218	2.126
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.242		3.542	
	6.212	**15.608**	**3.760**	**2.126**
Titoli strumentali all'attività operativa				20
	6.212	**15.608**	**3.760**	**2.146**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine verso le società del Gruppo. I crediti finanziari si incrementano per effetto della centralizzazione in Italia della gestione dei finanziamenti e dei depositi delle società estere del Gruppo, attività precedentemente svolte da Eni Finance International SA fusa per incorporazione.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso le società del Gruppo derivanti, essenzialmente, da rapporti di conto corrente con le società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2023 prevedono, per tali crediti finanziari, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni, il margine operativo per la remunerazione dell'attività svolta e il rischio Paese in cui sono svolte le operations della controparte.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €13.883 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €757 milioni (€57 milioni al 31 dicembre 2022).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €17.959 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra 1,86% e 4,01% e in dollari USA compresi tra 3,45% e 5,74%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

16 Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.366	2.973
Imposte sul reddito differite IRES	(438)	(469)
Imposte sul reddito anticipate IRAP		162
Imposte sul reddito differite IRAP		(74)
Imposte sul reddito anticipate estere	6	25
Imposte sul reddito differite estere	(5)	(23)
Totale Eni SpA	**1.929**	**2.594**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**89**	**90**
Attività per imposte anticipate	**2.018**	**2.684**
Imposte sul reddito differite IRAP	(60)	
Passività per imposte differite	**(60)**	

Le imposte anticipate nette IRES di Eni SpA di €2.018 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale e di long-term.

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2022	Incrementi	Decrementi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2023
Imposte differite lorde:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(33)		3		12	(18)
- differenze su derivati	(416)				64	(352)
- altre	(117)	(94)	52	1	25	(133)
	(566)	**(94)**	**55**	**1**	**101**	**(503)**
Imposte anticipate lorde:						
- differenze su derivati						
- fondi per rischi ed oneri	1.652	293	(187)	(177)		1.581
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.096	188	(127)	(89)	(25)	1.043
- differenze su attività materiali ed immateriali	268	7	(47)	(2)		226
- svalutazione crediti	88	3	(52)	(4)		35
- fondi per benefici ai dipendenti	91	35	(27)	(5)		94
- perdita fiscale	2.462	44	(615)			1.891
- altre	205	27	(134)	(1)	(11)	86
	5.862	**597**	**(1.189)**	**(278)**	**(36)**	**4.956**
- valutazione anticipate	(2.702)	118				(2.584)
	3.160	**715**	**(1.189)**	**(278)**	**(36)**	**2.372**
Totale Eni SpA	**2.594**	**621**	**(1.134)**	**(277)**	**65**	**1.869**
Imposte anticipate joint operation	98		(2)			96
Imposte differite joint operation	(8)		1			(7)
Totale joint operation	**90**		**(1)**			**89**
Totale attività per imposte anticipate e passività per imposte differite	**2.684**	**621**	**(1.135)**	**(277)**	**65**	**1.958**

17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	7.033	11.682
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	49	35
Debiti per attività di investimento	255	237
Debiti verso altri	499	426
	7.836	**12.380**

I debiti commerciali di €7.033 milioni riguardano essenzialmente i debiti della linea di business Global Gas & LNG Portfolio di €3.118 milioni (€7.508 milioni al 31 dicembre 2022) e della linea di business Refining di €2.639 milioni (€3.092 milioni al 31 dicembre 2022).

I debiti verso altri di €499 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€174 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€245 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2023				31.12.2022			
(€ milioni)	**Passività finanziarie a breve termine**	**Quota a breve di passività finanziarie a lungo temrine**	**Passività finanziarie a lungo termine**	**Totale**	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo temrine	Passività finanziarie a lungo termine	**Totale**
Banche	2.373	568	965	**3.906**	1.974	767	1.507	**4.248**
Obbligazioni ordinarie		1.952	19.159	**21.111**		2.116	14.544	**16.660**
Obbligazioni convertibili		9	917	**926**				
Altri finanziatori	21.385		3	**21.388**	12.148		3	**12.151**
	23.758	**2.529**	**21.044**	**47.331**	**14.122**	**2.883**	**16.054**	**33.059**

Al 31 dicembre 2023 le passività finanziarie con banche comprendono: (i) i contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità per €701 milioni; (ii) commercial paper per €2.277 milioni (€756 milioni al 31 dicembre 2022).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €732 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2023 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	**Totale**	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- *Euro Medium Term Notes*	1.250	22	1.272	EUR	2033	4,250
- *Euro Medium Term Notes*	1.200	14	1.214	EUR	2025	3,750
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	31	1.031	EUR	2029	3,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	12	1.012	EUR	2026	1,500
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	4	1.004	EUR	2026	1,250
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- *Euro Medium Term Notes*	900	1	901	EUR	2024	0,625
- *Euro Medium Term Notes*	800	3	803	EUR	2028	1,625
- *Euro Medium Term Notes*	750	13	763	EUR	2024	1,750
- *Euro Medium Term Notes*	750	8	758	EUR	2027	1,500
- *Euro Medium Term Notes*	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	679	10	689	USD	2027	variabile
- *Euro Medium Term Notes*	650	5	655	EUR	2025	1,000
- *Euro Medium Term Notes*	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	500	3	503	EUR	2025	1,275
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	452		452	USD	2026	variabile
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	452	(1)	451	USD	2026	variabile
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	100	4	104	EUR	2028	5,441
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	75	2	77	EUR	2043	3,875
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	70	1	71	EUR	2032	4,000
- *Euro Medium Term Notes*[(a)]	50	(1)	49	EUR	2031	4,800
- *Bond US*	905	7	912	USD	2028	4,750
- *Bond US*	905	1	906	USD	2029	4,250
- *Bond US*	317	1	318	USD	2040	5,700
	17.155	***149***	***17.304***			
- *Retail -sustainability-linked*	2.000	44	2.044	EUR	2028	4,300
- *Euro Medium Term Notes -sustainability-linked*	1.000	(1)	999	EUR	2028	0,375
- *Euro Medium Term Notes -sustainability-linked*	750	14	764	EUR	2027	3,625
	3.750	***57***	***3.807***			
	20.905	**206**	**21.111**			

(a) Prestiti obbligazionari ordinari rilevati a seguito della fusione per incorporazione di Eni Finance International SA.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.
Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.821 milioni. Nel corso del 2023 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €1.272 milioni.
Nel corso del 2023, sono stati emessi 2 prestiti obbligazionari le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, il primo destinato ad un pubblico retail di €2.000 milioni e il secondo nell'ambito del programma Euro medium Term Notes di €750 milioni, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 5,2 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti al 31 dicembre 2025; (ii) capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.
Eni, inoltre, ha in essere un sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni convertibili:						
Bond convertibile senior unsecured sustainability-linked	1.000	5	**1.005**	EUR	2030	2,950
di cui componente passività finanziarie	*920*	*6*	***926***			
di cui componente equity	*80*	*(1)*	***79***			

Nel corso del 2023 è stato emesso un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni, saranno emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e pagheranno una cedola annuale del 2,95%. Il prezzo di conversione sarà di €17,5513, rappresentante un premio del 20% sopra il prezzo di riferimento di €14,6261, determinato come prezzo medio ponderato (Volume Weighted Average Price o VWAP) delle azioni ordinarie Eni rilevato sul mercato regolamentato di Borsa Italiana nella giornata del 7 settembre 2023 tra il momento di avvio delle contrattazioni e la fissazione dei termini economici del collocamento. Le obbligazioni saranno collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni.
Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €21.388 milioni si riferiscono essenzialmente ai rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo e si incrementano per gli effetti della fusione in Eni SpA di Eni Finance International SA, precedentemente deputata a gestire la copertura dei fabbisogni e ad assorbire i surplus finanziari delle società estere del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2023 prevedono, per i conti correnti e i depositi intercompany, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni e il margine operativo per l'attività di tesoreria accentrata svolta.
Le passività finanziarie a breve termine in moneta diversa dall'euro ammontano a €15.574 milioni.
Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2023		31.12.2022	
(€ milioni)	**Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie**	**Tasso medio (%)**	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	19.846	2,34	15.782	1,78
Dollaro USA	3.727	5,76	3.155	4,48
	23.573		**18.937**	

Al 31 dicembre 2023, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €9.000 milioni (€8.100 milioni al 31 dicembre 2022) non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.176 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Obbligazioni ordinarie	16.805	14.516
Obbligazioni convertibili	1.061	
Obbligazioni sustainability-linked	3.840	826
Banche	1.469	2.157
Altri finanziatori	1	1
	23.176	**17.500**

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.
Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il 1,86% e il 4,01% (tra il 1,84% e il 3,25% al 31 dicembre 2022) e per il dollaro USA compresi tra il 3,45% e il 5,74% (tra il 3,30% e il 5,12% al 31 dicembre 2022). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziare a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale Indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2022	**14.122**	**18.937**	**2.260**	**35.319**
Variazioni monetarie	13.854	2.333	(280)	15.907
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(166)	(109)		(275)
Fusione Eni Finance International SA	(4.120)	2.419		(1.701)
Altre variazioni non monetarie e rami d'azienda	68	(7)	(84)	(23)
Valore al 31.12.2023	**23.758**	**23.573**	**1.896**	**49.227**

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti e il decremento delle passività per leasing per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" alla partecipata Enilive SpA.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
A. Disponibilità liquide	855	1.011
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.264	6.617
C. Altre attività finanziarie correnti	10.522	11.357
D. Liquidità (A+B+C)	**17.641**	**18.985**
E. Debito finanziario corrente	25.719	16.238
- di cui debito finanziario corrente verso società del Gruppo	*21.377*	*12.133*
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	858	1.140
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**26.577**	**17.378**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	**8.936**	**(1.607)**
I. Debito finanziario non corrente	2.574	3.397
J. Strumenti di debito	20.076	14.544
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**22.650**	**17.941**
M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)	**31.586**	**16.334**

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €198 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 - Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività operativa commentati alla nota n. 15 - Altre attività finanziarie. La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 - Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €290 milioni e €1.606 milioni (rispettivamente €373 milioni e €1.887 milioni al 31 dicembre 2022).

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2022	**3.491**	**936**	**617**	**138**	**479**	**5.661**
Operazioni straordinarie	(27)	(112)	(6)		(118)	**(263)**
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(1)					**(1)**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	76	3				**79**
Accantonamenti	112	365	37	14	463	**991**
Utilizzi a fronte oneri	(174)	(205)	(179)		(28)	**(586)**
Utilizzi per esuberanza	(1)	(24)	(186)		(11)	**(222)**
Altre variazioni	(9)		(6)		(3)	**(18)**
Valore al 31.12.2023	**3.467**	**963**	**277**	**152**	**782**	**5.641**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.467 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.594 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,15 % e il 2,97%; il periodo previsto degli esborsi è 2024-2025; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€453 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€418 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €963 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€525 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€46 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€137 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€49 milioni), negli impianti di raffinazione (€61 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€87 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€58 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €277 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €152 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €782 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€109 milioni); (ii) il fondo per contratti onerosi (€46 milioni) relativamente agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso; (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€31 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€12 milioni).

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Piani a benefici definiti:		
- TFR	75	102
- Piani esteri a benefici definiti	2	1
- Fisde e altri	73	72
	150	**175**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	186	166
	336	**341**

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €186 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €89 milioni, il contratto di espansione per €85 milioni e i premi di anzianità per €12 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2023						2022					
	TFR	**Piani esteri a benefici definiti**	**Fisde e altri**	**Totale piani a benefici definiti**	**Altri fondi per benefici ai dipendenti**	**Totale**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**102**	**23**	**72**	**197**	**166**	**363**	**133**	**23**	**94**	**250**	**164**	**414**
Costo corrente		1	1	2	31	33		1	2	3	33	36
Interessi passivi	3	1	2	6	5	11	1		1	2		2
Rivalutazioni:	2		1	3	1	4	(13)	(1)	(21)	(35)	(7)	(42)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*1*		*2*	*3*		*3*	*(17)*	*(4)*	*(22)*	*(43)*	*(7)*	*(50)*
- Effetto dell'esperienza passata	*1*		*(1)*		*1*	*1*	*4*	*3*	*1*	*8*		*8*
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzioni	2		3	5	66	71					45	45
Benefici pagati	(23)	(1)	(5)	(29)	(52)	(81)	(20)		(4)	(24)	(50)	(74)
Altre variazioni	(11)		(1)	(12)	(31)	(43)	1			1	(19)	(18)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**75**	**24**	**73**	**172**	**186**	**358**	**102**	**23**	**72**	**197**	**166**	**363**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**23**		**23**		**23**		**22**		**22**		**22**
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*		*1*
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**24**		**24**		**24**		**23**		**23**		**23**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**		**1**
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		1						
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**2**		**2**		**2**		**1**		**1**		**1**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**75**	**2**	**73**	**150**	**186**	**336**	**102**	**1**	**72**	**175**	**166**	**341**

Le altre variazioni comprendono la quota contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2024 (€25 milioni) e gli effetti del ramo del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€18 milioni).

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	**Totale**
2023						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2		3	5	66	71
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*3*	*1*	*2*	*6*	*5*	*11*
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	1	2	6	5	11
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*3*	*1*	*2*	*6*		*6*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Totale	**5**	**2**	**6**	**13**	**103**	**116**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	*2*	*1*	*4*	*7*	*103*	*110*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*3*	*1*	*2*	*6*		*6*
2022						
Costo corrente		1	2	3	33	36
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					45	45
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*1*		*1*	*2*		*2*
Totale interessi passivi (attivi) netti	1		1	2	-	2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(7)	(7)
Totale	**1**	**1**	**3**	**5**	**71**	**76**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*2*	*3*	*71*	*74*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*1*		*1*	*2*		*2*

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2023 TFR	2023 Piani esteri a benefici definiti	2023 Fisde e altri	2023 Totale piani a benefici definiti	2022 TFR	2022 Piani esteri a benefici definiti	2022 Fisde e altri	2022 Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	1		2	3	(17)	(4)	(22)	(43)
- Effetto dell'esperienza passata	1		(1)		4	3	1	8
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1				
	2	**1**	**1**	**4**	**(13)**	**(1)**	**(21)**	**(35)**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	24	23
	24	**23**

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2023					
Tassi di sconto	(%)	3,1	3,2	3,1	3,1 -3,3
Tasso di inflazione	(%)	2	1,9	2	2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2022					
Tassi di sconto	(%)	3,7	3,5	3,7	3,4 - 3,7
Tasso di inflazione	(%)	2,4	1,9	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €72 milioni, di cui €12 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio non sono significativi.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2023					
2024		7	...	5	60
2025		7	...	5	58
2026		7	...	4	52
2027		8	...	4	15
2028		9	...	4	5
Oltre il 2028		37	...	51	8
Durata media ponderata	anni	**6,0**	**10,0**	**11,6**	**2,9**
31.12.2022					
2023		9	...	4	52
2024		8	...	4	51
2025		9	...	4	46
2026		10	...	4	11
2027		9	...	4	4
Oltre il 2027		57	...	52	9
Durata media ponderata	anni	**6,7**	**10,0**	**12,3**	**2,3**

23 Strumenti finanziari derivati e Hedge Accounting

(€ milioni)	31.12.2023 Fair value attivo	31.12.2023 Fair value passivo	31.12.2022 Fair value attivo	31.12.2022 Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	71	178	112	136
- Outright	12	2	28	22
- Interest currency swap		84	134	144
	83	**264**	**274**	**302**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	44	34	117	96
	44	**34**	**117**	**96**
Contratti su merci				
- Over the counter	4.054	3.966	13.854	13.155
- Future	1	7	9	6
- Opzioni vendute			2	
- Opzioni acquistate	31	32		2
- Altri	11			80
	4.097	**4.005**	**13.865**	**13.243**
	4.224	**4.303**	**14.256**	**13.641**
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	1.060	41	1.093	770
	1.060	**41**	**1.093**	**770**
Totale contratti derivati	**5.284**	**4.344**	**15.349**	**14.411**
Di cui:				
- correnti	4.968	4.007	12.768	12.489
- non correnti	316	337	2.581	1.922

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value attivo comprende, per €15 milioni, interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2023 Variazione fair value efficace	31.12.2023 Variazione fair value inefficace	31.12.2022 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2022 Variazione fair value efficace	31.12.2022 Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	***3.017***	***1.921***	***191***	***3.347***	***(2.021)***	***(185)***

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2023			31.12.2022		
(€ milioni)	**Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture**	**Riserva cash flow hedge**	**Rigiro a conto economico**	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	**(1.921)**	**1.216**	**2.138**	**1.890**	**1.435**	**(4.250)**

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base, dei tassi di interesse e di cambio. Per la gestione di tali rischi, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity).

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.562 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €75 milioni nel corso del 2023) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.135 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	**2023**	2022
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	514	(6.140)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	191	(185)
	705	**(6.325)**

Gli altri proventi operativi netti di €705 milioni (oneri operativi netti di €6.325 milioni nel 2022) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	**2023**	2022
Strumenti finanziari derivati su valute	(60)	217
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	18	17
	(42)	**234**

Gli strumenti finanziari su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€82 milioni nel 2022), si riducono di €80 milioni per effetto del perfezionamento delle cessioni del 49,9% della partecipazione in SeaCorridor Srl e della partecipazione in Servizi Fondo Bombole Metano SpA. Al 31 dicembre 2023 le attività destinate alla vendita si riferiscono principalmente a siti dismessi della linea Refining.

25 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.333)	(2.937)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.333	2.937
Altre riserve di capitale:	7.968	9.629
Riserve di rivalutazione:	*7.527*	*9.188*
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*
- Legge n. 342/2000	*5.139*	*7.439*
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 c.c.	*2.300*	*1.661*
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	864	1.020
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)	(8)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)	(32)
Riserva IFRS 10 e 11	(106)	(114)
Altre riserve:	29.098	26.658
Riserve di utili	28.986	26.631
- Riserva disponibile	*27.619*	*25.489*
- Riserva da avanzo di fusione	*861*	*636*
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	*74*	*74*
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	*19*	*19*
- Riserva art.13 D.lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario	*33*	*27*
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Utile dell'esercizio	3.272	5.403
	51.019	**52.520**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2023, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,67%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 27,73%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 157.115.336 azioni, pari al 4,65%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.125.090.942 azioni, pari al 62,95%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Al 31 dicembre 2023, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022), e sono rappresentate da n. 157.115.336 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. Nell'esercizio 2023, sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni, sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni n. 2.326.678 azioni proprie per un controvalore complessivo di €41 milioni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di Lungo Termine 2020-2022".

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022) è a fronte del valore di iscrizione n. 157.115.336 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2023 in esecuzione di deliberazioni dell'assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €7.968 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €7.527 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Tali riserve derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. Il CdA di Eni, nelle sedute del 22 febbraio 2023 e del 16 marzo 2023, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ha approvato, rispettivamente, la terza tranche del dividendo 2022 (€0,22 per azione pari a €736 milioni) e quarta tranche del dividendo 2022 (€0,22 per azione pari a €736 milioni), utilizzando, allo scopo, la riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea dell'11 maggio 2022. L'Assemblea del 10 maggio 2023 ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2023, stabilito in €0,94 per azione da regolarsi in 4 tranches (€0,24 per azione per le distribuzioni di settembre 2023 e marzo 2024; €0,23 per azione per le distribuzioni di novembre 2023 e maggio 2024). L'Assemblea del 10 maggio 2023 ha altresì approvato l'utilizzo dell'ammontare residuo (€189 milioni) della riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea dell'11 maggio 2022 per il pagamento di parte della prima tranche del dividendo 2023 di €0,24 per azione del mese di settembre 2023. Inoltre, l'Assemblea ha approvato, per l'attuazione della Politica di Remunerazione, la riduzione – con le modalità e nei termini di cui all'art. 2445 del Codice civile così come richiamato dall'art. 13 della Legge n. 342/2000 – della "Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000" per €2.300 milioni consentendo, tuttavia, il ricorso ad altre riserve disponibili di Eni SpA per operare le distribuzioni qualora l'osservanza delle previsioni di legge non dovesse consentire l'utilizzo in tempo uti-

le ovvero venisse ritenuto necessario o opportuno nell'interesse degli azionisti procedere in altro modo;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva positiva di €864 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2022	**1.435**	**(415)**	**1.020**
Variazione dell'esercizio	1.921	(556)	1.365
Rigiro a conto economico	(2.138)	619	(1.519)
Rigiro a rettifica rimanenze	(2)		(2)
Riserva al 31 dicembre 2023	**1.216**	**(352)**	**864**

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €35 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva negativa di €106 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva, pertanto, deriva dal processo di consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo Scarl e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore della partecipazione classificata come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve

Le altre riserve di €29.098 milioni riguardano:
le riserve di utili per €28.986 milioni:

- riserva disponibile: €27.619 milioni, si incrementa di €2.130 milioni per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2022 (€5.395 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2023. La riserva, inoltre, si decrementa principalmente per effetto: (i) della distribuzione agli azionisti di parte della prima tranche del dividendo dell'esercizio 2023 di €0,24 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 27 luglio 2023 (€609 milioni); per la restante quota (€189 milioni) è stata utilizzata la riserva ex Lege 342/2000 liberata dall'Assemblea dell'11 maggio 2022; (ii) della distribuzione agli azionisti della seconda tranche del dividendo dell'esercizio 2023 di €0,23 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 26 ottobre 2023 (€735 milioni); (iii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€1.837 milioni).
- riserva da avanzo di fusione: €861 milioni. La riserva di incrementa di €225 milioni per effetto della fusione transfrontaliera per incorporazione di Eni Finance International SA. L'operazione è commentata alla nota n.4 - Fusioni per incorporazione. La riserva

accoglie inoltre l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario: €33 milioni. Accoglie gli effetti dei Piani di Incentivazione di Lungo Termine azionario in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€19 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€14 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Componente equity prestito obbligazionario convertibile: €79 milioni. Accoglie gli effetti della componente equity del prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 18 - Passività finanziarie.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base,

incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota diponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	**4.005**		
Riserva legale	**959**	B	
Riserve di capitale	**7.968**		**7.968**
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000(*)	5.139	A,B,C	5.139
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	2.300	A,B,C	2.300
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	**29.815**		
Riserve di utili	***28.986***		***28.986***
- Riserva disponibile	27.619	A,B,C	27.619
- Riserva da avanzo di fusione	861	A,B,C	861
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario	33	B	
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	864	B	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)		
Riserva IFRS 10 e 11	(106)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	**(2.333)**	**-**	
Azioni proprie acquistate	**2.333**	**-**	
Obbligazioni subordinate perpetue	**5.000**	**-**	
Utile dell'esercizio	**3.272**		
	51.019		

A) Disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per ditribuzione ai soci.
(*) La distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del Codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,7 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,49 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €32,6 miliardi.

26 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

Le garanzie di 95.139 milioni (€122.281 milioni al 31 dicembre 2022) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imprese controllate	90.043	116.726
Imprese collegate e joint venture	3.602	3.834
Proprio	1.310	1.420
Altri	184	301
Totale	**95.139**	**122.281**

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €90.043 milioni comprendono:

- per €49.765 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.524 milioni ($5.000 milioni), di €9.048 milioni ($10.000 milioni) e di €22.621 milioni ($25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €13.572 milioni complessivi ($15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale;
- per €20.389 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €9.250 milioni;
- per €10.416 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Enilive e Refining (€5.047 milioni), Global Gas & LNG Portfolio (€2.894 milioni), Plenitude & Power (€1.148 milioni), Altre attività (€1.008 milioni), Corporate e società finanziarie (€194 milioni), Chimica (€125 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €10.391 milioni;
- per €3.619 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €3.945 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione all'erogazione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €3.936 milioni;
- per €1.267 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenen-

do che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- per €288 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente a fronte del pagamento delle accise e di rimborsi IVA;
- per €232 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Versalis France SAS come partecipante al consorzio Exceltium, costituito da alcune delle principali realtà industriali energivore francesi per assicurare ai consorziati l'approvvigionamento di energia elettrica a costi competitivi nel lungo termine. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €3.602 milioni riguardano:
- per €3.055 milioni le garanzie rilasciate ad Azule Energy Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €1.591 milioni;
- per €287 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi in relazione agli impegni di investimento assunti in quota con i partner, a loro volta manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale;
- per €260 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi ASA (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.310 milioni riguardano le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di altri includono per €184 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. Nel corso del 2022 la società Angola LNG Supply Service Llc è stata conferita ad Azule Energy Holdings Ltd (Eni 50%). La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Impegni	40	21
Rischi	792	941
	832	**962**

Gli impegni di €40 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla Regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale del Comune di Taranto (€4 milioni), dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2023 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €20 milioni.
I rischi di €792 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:
- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria

Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020 che, al 31 dicembre 2023, ammontano a €7,6 milioni. Relativamente alla tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2023 si è registrato un avanzamento della costruzione pari al 55,53% sulla base del quale è stato possibile scaricare parzialmente la garanzia di buona e tempestiva esecuzione rilasciata da Cepav Due nei confronti di RFI con conseguente scarico del 40% delle obbligazioni assunte da Eni nei confronti di RFI;

- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di partecipate del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Everen Limited (ex Oil Insurance Limited);
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le Autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 – Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;

In data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA (EniServizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto a luglio 2017 tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in costruzione a San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Successivamente in data 16 giugno 2023, le parti si sono accordate per avviare le procedure di consegna pur in assenza del completamento (previsto per aprile 2024) di uno dei parcheggi adiacenti il complesso immobiliare. I sopralluoghi e le verifiche propedeutiche alla consegna hanno comportato una serie di attività di rimedio di vizi e difformità sostanziali da parte della Proprietà da svolgersi prima della consegna e tutt'ora in corso di completamento, con conseguente mancato perfezionamento della stessa entro il 31 dicembre 2023. Eni ha, pertanto, applicato alla Proprietà le penali per ritardata consegna previste dal Contratto, assistite da fidejussioni a prima richiesta per l'importo di €16,86 milioni, in misura pari a circa €30 milioni. La Proprietà non ha versato a Eni tale importo, adducendo a motivazione il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili ma ha richiesto, al contempo, a EniServizi e/o Eni almeno il riconoscimento di parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima. Eni e EniServizi hanno ribadito in molteplici comunicazioni la loro completa terzietà ed estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo Appaltatore. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI[4]

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

(4) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA – incorporata in Eni SpA a dicembre 2023 – e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate (con Eni Finance International SA fino al giorno della sua incorporazione) garantisce per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari e le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni, mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels, Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - tasso di cambio

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, stop loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio,

gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto.
Al 31 dicembre 2023 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-in linea rispetto a quello di fine 2022.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2023 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2022) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio paramentrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	4,70	0,63	1,57	1,32	5,78	1,70	2,97	1,77
Tasso di cambio[a]	0,48	0,02	0,15	0,29	0,78	0,00	0,14	0,24

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	239,45	4,15	48,59	4,23	773,44	25,36	242,41	25,36

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green/Traditional Refining & Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2023				2022			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio euro[a]	0,22	0,13	0,18	0,19	0,30	0,16	0,23	0,16

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

	2023				2022			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio USD[b]	0,12	0,04	0,08	0,11	0,13	0,04	0,08	0,04

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una Probabilità di Default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio di credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e per l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Credit Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Credit Loss) i valori della Probabilità di Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM), da Eni Trade & Biofuels (ETB), e da Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc.) per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Credit Loss e concentrazione.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di

attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.
A fronte del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la maggiore flessibilità finanziaria raggiunta lo scorso esercizio, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2023 il programma risulta utilizzato per circa €16,8 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2023 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile in virtù del miglioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2023 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sustainability-linked sindacata con un pool di banche per un ammontare di €3 miliardi. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9,0 miliardi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
31.12.2023							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.213	2.582	3.206	2.236	5.459	7.665	**23.361**
Passività finanziarie a breve termine	23.758						**23.758**
Passività per beni in leasing	287	286	220	129	118	853	**1.893**
Passività per strumenti finanziari derivati	4.007	203	61	2	32	39	**4.344**
	30.265	**3.071**	**3.487**	**2.367**	**5.609**	**8.557**	**53.356**
Interessi su debiti finanziari	673	633	534	459	381	787	**3.467**
Interessi su passività per beni in leasing	25	18	13	10	8	33	**107**
	698	**651**	**547**	**469**	**389**	**820**	**3.574**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.697	2.265	2.082	2.301	808	8.658	**18.811**
Passività finanziarie a breve termine	14.122						**14.122**
Passività per beni in leasing	367	275	259	207	140	1.006	**2.254**
Passività per strumenti finanziari derivati	12.489	1.516	216	83	11	96	**14.411**
	29.675	**4.056**	**2.557**	**2.591**	**959**	**9.760**	**49.598**
Interessi su debiti finanziari	420	333	300	242	213	606	**2.114**
Interessi su passività per beni in leasing	92	82	71	62	55	274	**636**
	512	**415**	**371**	**304**	**268**	**880**	**2.750**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2024**	**2025-2028**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2023				
Debiti commerciali	7.033			**7.033**
Altri debiti e anticipi	803	8	24	**835**
	7.836	**8**	**24**	**7.868**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2023	2024-2027	Oltre	Totale
31.12.2022				
Debiti commerciali	11.682			**11.682**
Altri debiti e anticipi	698	36	65	**799**
	12.380	**36**	**65**	**12.481**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali[5]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**202**	**116**	**98**	**97**	**364**	**3.309**	**4.186**
Costi relativi a fondi ambientali	**250**	**157**	**109**	**92**	**71**	**291**	**970**
Impegni di acquisto[b]	**19.009**	**18.210**	**18.003**	**15.183**	**12.833**	**73.637**	**156.875**
- Gas							
Take-or-pay	18.090	17.518	17.372	14.710	12.543	72.974	**153.207**
Ship-or-pay	919	692	631	473	290	663	**3.668**
Altri impegni, di cui:	**4**	**14**	**2**			**20**	**40**
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	14	2				**20**
Altri						20	**20**
Totale	**19.465**	**18.497**	**18.212**	**15.372**	**13.268**	**77.257**	**162.071**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(5) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	604	502	360	366	368	**2.200**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2023			2022		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	(79)	472		615	(5.906)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	1.019	191	(217)	323	(185)	2.229
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[c]	6.280	263		7.815	(44)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli				20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	12		2	14		3
- Altre imprese disponibili per la vendita				80		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	8.494	73		11.661	(18)	
- Crediti finanziari[c]	21.820	598		5.886	565	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	(7.836)	93		(12.380)	(183)	
- Debiti finanziari[c]	(47.331)	(978)		(33.059)	(751)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €514 milioni di proventi (oneri per 6.140 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €42 milioni di oneri (proventi per €234 milioni nel 2022).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", proventi per €2.138 milioni (oneri per €4.250 milioni nel 2022).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €112 milioni di proventi (oneri per €81 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €39 milioni di oneri (proventi per €63 milioni nel 2022).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2023 di Eni SpA sono classificate:

	2023			2022		
(€ milioni)	**Livello 1**	**Livello 2**	**Livello 3**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	4.603	1.677		4.313	3.502	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	1	3.919	2	9	11.670	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.046			1.089	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			12			14
Strumenti finanziari derivati non di copertura		302			2.577	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		14			4	
Attività destinate alla vendita:						
- Partecipazioni disponibili per la vendita						80
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	7	3.970		6	11.816	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		30			667	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		326			1.819	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		11			103	

Nel corso dell'esercizio 2023 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2023, a fronte di 3,99 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,21 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,78 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

27 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti petroliferi	16.830	22.159
Gas naturale	15.713	34.364
Energia elettrica e utility	4.167	9.499
GNL	3.209	5.509
Greggi	1.143	1.399
Gestione sviluppo sistemi informatici	187	115
Vettoriamento gas su tratte estere	50	53
Altre vendite e prestazioni	1.489	1.575
	42.788	**74.673**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**2**	**6**
	42.790	**74.679**

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisitenti all'inizio dell'esercizio[(a)]	600	99
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	1.086	(4)
	1.686	**95**

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2023	2022
Accise su prodotti petroliferi	(7.870)	(6.051)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	3	(2.190)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(282)	(940)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(212)	(188)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(136)	(70)
	(8.497)	**(9.439)**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2023	2022
Proventi per attività in joint venture	46	33
Locazioni, affitti e noleggi	36	42
Plusvalenze da cessioni	9	8
Penalità contrattuali e altri proventi commerciali	3	66
Altri proventi	338	393
	432	**542**

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

28 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2023	2022
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	32.130	59.911
Costi per servizi	4.619	5.156
Costi per godimento di beni di terzi	290	640
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	728	1.369
Variazioni rimanenze	1.722	(1.895)
Altri oneri	507	954
	39.996	**66.135**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2023	2022
Gas naturale	15.219	37.336
Materie prime, sussidiarie	11.123	14.383
Prodotti	4.626	7.117
Semilavorati	675	621
Materiali e materie di consumo	670	626
a dedurre:		
- acquisti per investimenti	(173)	(161)
- ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(11)
	32.130	**59.911**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2023	2022
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.252	1.190
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	972	1.095
Manutenzioni	372	377
Progettazione e direzione lavori	349	439
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	320	279
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	320	261
Consulenze e prestazioni professionali	253	298
Trasporti e movimentazioni	206	336
Servizi di modulazione e stoccaggio	119	30
Viaggi, missioni e altri	100	105
Postali, telefoniche e ponti radio	95	95
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	93	106
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	75	84
Costi di vendita diversi	29	183
Compensi di lavorazione		165
Altri	688	803
	5.243	**5.846**
a dedurre:		
- servizi per investimenti	(432)	(522)
- ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(192)	(168)
	4.619	**5.156**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €99 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €290 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €89 milioni (€445 milioni al 31 dicembre 2022).
Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €728 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.
Gli altri oneri di €507 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€108 milioni); (ii) Certificati forestry (€25 milioni); (iii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€23 milioni); (iv) oneri per penalità contrattuali (€18 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Salari e stipendi	831	883
Oneri sociali	230	248
Oneri per benefici ai dipendenti	163	132
Costi personale in comando	27	24
Altri costi	55	79
	1.306	**1.366**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(94)	(97)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(33)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(6)	(5)
	1.166	**1.231**

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2023	2022
Dirigenti	509	565
Quadri	3.739	4.265
Impiegati	4.860	5.431
Operai	926	1.005
	10.034	**11.266**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2023.

In particolare, l'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025 (autorizzando anche la disposizione delle azioni proprie originariamente destinate al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, per la parte relativa alle azioni non utilizzate, pari a circa 6,7 milioni di azioni). I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale ($/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity ($tCO_2eq./kboe$), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

Con riferimento al Piano 2023-2025, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo collegato al Total Shareholder Return (TSR) misurato dalla differenza, nel periodo di performance triennale, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società del Peer Group; (ii) per il 40% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato come valore cumulato del Free Cash Flow organico (FCF) nel periodo triennale di riferimento, rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (iii) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 10% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato in termini di emissioni nette di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity ($tCO_2eq.$) al termine del triennio di riferimento rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 15% da un obiettivo di transizione energetica calcolato come capacità di generazione elettrica installata da fonti rinnovabili in termini di megawatt e capacità di produzione di biojet fuel in termini di kton, entrambi valutati rispetto agli omologhi valori previsti al termine del 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio si Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuti invariati nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di valore percentuale di integrazione verticale di agribusiness per la produzione di biocarburanti al termine del triennio di riferimento rispetto a quan-

to previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance[6].
In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente. Il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, mentre per 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 per azione; (ii) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione; (iii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione.
La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €12,164 e €11,642 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022 e 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).
I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €15,1 milioni (€14,9 milioni nel 2022) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2023 e il 2022 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €50 milioni e a €59 milioni, e si analizzano come segue:

(€ milioni)	**2023**	2022
Salari e stipendi	30	33
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	3
Altri benefici a lungo termine	17	14
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		9
	50	**59**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,9 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice civile).
Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

(6) La consuntivazione di tutti i parametri di tipo assoluto viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management.

29 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	4.344	3.324
Oneri finanziari	(4.830)	(3.730)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	263	(44)
	(223)	**(450)**
Strumenti finanziari derivati	(42)	234
	(265)	**(216)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(400)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(784)	(105)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(90)	(73)
Interessi attivi su depositi e c/c	265	42
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	229	(42)
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	34	(2)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	210	90
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(11)	(8)
	(664)	**(498)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.028	2.650
Differenze attive da valutazione	327	416
Differenze passive realizzate	(3.045)	(2.514)
Differenze passive da valutazione	(277)	(549)
	33	**3**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(79)	(44)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	471	67
Commissioni per servizi finanziari	28	46
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(24)	(8)
Interessi su crediti d'imposta	1	1
Altri proventi	8	4
Altri oneri	(23)	(39)
	382	**27**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	26	18
	(223)	**(450)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €42 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Dividendi	3.691	2.336
Plusvalenze nette da vendite	373	214
Plusvalenza su conferimenti		2.006
Altri proventi	432	1.238
Totale proventi	**4.496**	**5.794**
Svalutazioni e altri oneri	(2.214)	(2.023)
	2.282	**3.771**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Dividendi		
Eni International BV	3.190	1.722
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	107	59
SeaCorridor Srl	95	
Eni Insurance Designated Activity Company	81	58
Ecofuel SpA	77	54
Floaters SpA	68	10
Enipower SpA	32	49
Eni Finance International SA	26	15
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	10	3
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	4	2
Eni International Resources Ltd	1	3
Ieoc SpA		48
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		11
Transmed SpA		2
Azule Energy Angola SpA		300
	3.691	**2.336**
Plusvalenze nette da vendite		
SeaCorridor Srl	372	
Servizio Fondo Bombole Metano SpA	1	
Enipower SpA		214
	373	**214**
Plusvalenze su conferimenti		
Azule Energy Angola SpA		2.006
		2.006
Altri proventi		
Ripresa di valore Saipem SpA	213	
Earn out cessione SeaCorridor Srl	202	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	8	7
Liquidazione Serfarctoring SpA	8	
Ripresa di valore Eni Investments Plc		551
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		359
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc		287
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA		31
Ripresa di valore Floaters SpA		2
Altri proventi	1	1
	432	**1.238**
Totale proventi	**4.496**	**5.794**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Svalutazioni		
Versalis SpA	1.072	379
Eni Petroleum Co Inc	706	
Eni Rewind SpA	199	890
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	115	
Eni Mozambico SpA	60	11
Export LNG Ltd	36	45
Floaters SpA	6	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	5	13
Eni España Comercializadora de Gas SAU	2	
Eni Natural Energies SpA	2	
Eni Timor Leste SpA	1	2
Società Petrolifera Italiana SpA	1	3
Eni West Africa SpA	1	
Raffineria di Gela SpA		331
Saipem SpA		320
Ieoc SpA		14
EniProgetti SpA		11
EniServizi SpA		1
Altre minori	8	2
	2.214	**2.022**
Altri oneri		
Altri oneri		1
		1
Totale oneri	**2.214**	**2.023**

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
IRES	228	303
IRAP	(99)	(26)
Altre imposte correnti	86	(1.153)
Totale imposte correnti	**215**	**(876)**
Imposte differite	(57)	1
Imposte anticipate	(455)	2.513
Totale imposte differite e anticipate[a]	**(512)**	**2.514**
Totale imposte estere	**(27)**	**(11)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**(324)**	**1.627**
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(1)	(4)
Totale imposte sul reddito joint operation	**(1)**	**(4)**
	(325)	**1.623**

(a) Per il commento si rinvia alla nota n. 16 - Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2017. Per effetto delle previsioni dell'art. 67 D.L. 18/2020 e dell'art. 157 D.L. 34/2020 gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2017 possono essere notificati fino al 25 marzo 2024. L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

	2023			2022		
(€ milioni)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.597	24%	863	3.780	24,00%	907
Differenza tra valore e costi della produzione	1.580	4,96%	78	225	4,96%	11
Aliquota teorica		**26,18%**			**24,29%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-23,47%			-13,57%	
- cessioni pex		-3,53%			-12,60%	
- perdite fiscali società consolidate		-1,51%			-9,01%	
- valutazione partecipazioni		13,31%			5,02%	
- valutazione anticipate		-3,27%			-57,75%	
- altre imposte correnti		-2,38%			30,51%	
- altre variazioni		3,71%			-9,83%	
Aliquota effettiva		**9,04%**			**-42,94%**	

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;

d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare, nel corso del 2023 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€4 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€22 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2023

Denominazione (€ milioni)	31.12.2023 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2023 Ricavi[a]	Costi[b]	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	4				14.248	10		
Agip Karachaganak BV	5	1			3.127	13		
Ecofuel Spa	9	32			64	3	245	
Eni Abu Dhabi BV	6	3			49.765	25	1	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.619			
Eni Algeria Exploration BV	13				94	17		
Eni Arguni I Limited					57			
Eni Congo SAU	90					108		
Eni Cote d'Ivoire Ltd	28				86	55		
Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)	161				11	1.181		
Eni España Comercializadora de Gas SAU	128	42	36	33	37	1.122	239	14
Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl)	1				74	8		
Eni Gas & Power France SA	120	1	225	86	186	834		332
Eni Global Energy Markets SpA	1.706	1.508	3.940	3.206	2.672	3.722	1.958	1.787
Eni Indonesia Limited	13				6	20	146	
Eni International BV	3				181	4		
Eni Lasmo PLC					585			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	51	71			52	122	264	
Eni México S.de RL de CV	22	1			232	52		
Eni Mozambico SpA	1	61			55	4		
Eni Muara Bakau BV	7	16				10	180	
Eni North Africa BV	11	7			24	28	115	
Eni Petroleum US LLC					432			
Eni Plenitude Iberia SLU					100			
Eni Plenitude Renewables Spain SLU					70			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	492	28	946	725	818	3.406		608
Eni Rewind SpA	26	169			1.018	57	336	
Enilive Suisse SA (ex Eni Suisse SA)	14					217		
Eni Trade & Biofuels SpA	486	1.832	1	6	3.636	2.322	12.834	(18)
Eni Trading & Shipping Inc					991			
Eni UK Ltd	13	2			93	36	5	
Eni ULX Limited					283			
Eni US Operating Co. Inc.					760			
Eni USA Gas Marketing LLC					1.270			
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1.379	114	1	1	359	10.246	1.768	
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	730	4			50	2.688	2	
Enipower Mantova SpA	10	46			6	54	193	
Enipower SpA	71	156			10	151	683	
EniProgetti SpA	13	67			11	25	131	
EniServizi SpA	10	21			9	40	134	

Denominazione (€ milioni)	31.12.2023 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2023 Ricavi[a]	Costi[b]	Altri proventi (oneri) operativi
Ieoc Production BV	28				10	74		
LNG Shipping SpA	12	13			186	3	169	
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	16	8			152	67	10	
Versalis France SAS			3		95			
Versalis SpA	123	243		1	121	598	77	
Altre[c]	149	84	7		444	348	165	
	5.951	**4.530**	**5.159**	**4.058**	**86.099**	**27.670**	**19.655**	**2.723**
Imprese collegate e joint venture								
Azule Energy Angola BV	14				83	11		
Azule Energy Angola SpA	72				3.073	67		
Damietta LNG (DLNG) SAE		28					83	
North Sea Wind Ltd					169			
Società Enipower Ferrara Srl	2	55			5	19	146	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	11	473				19	12	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	21	29				1	361	
Vår Energi ASA	14	68			260	17	807	
Altre[c]	37	28			11	44	64	
	171	**681**			**3.601**	**178**	**1.473**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	237	351				1.121	1.624	
GSE - Gestore Servizi Energetici	57	59				1.088	628	
Gruppo Terna	38	13				145	43	8
Altre[c]	31	12				33	44	
	363	**435**				**2.387**	**2.339**	**8**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati	**1**	**2**				**1**	**31**	
	6.486	**5.648**	**5.159**	**4.058**	**89.700**	**30.236**	**23.498**	**2.731**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(c) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2022

Denominazione (€ milioni)	31.12.2022 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2022 Ricavi[a]	Costi[b]	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				14.753	9		
Agip Karachaganak BV	5	1			3.238	14	1	
Ecofuel SpA	12	29			63	4	268	
Eni Abu Dhabi BV	6	4			51.529	23	3	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.748			
Eni Algeria Exploration BV	8	1			101	16		
Eni Austria GmbH	15				12	221		
Eni Congo SA	33					65		
Eni Deutschland GmbH	188	4			5	1.432	56	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	232	187	37	18	63	3.548	770	(159)
Eni Finance International SA	1		136	41		3		
Eni Fuel SpA	772	35			62	4.208	11	
Eni Gas & Power France SA	296		544	421	105	1.808		258
Eni Global Energy Markets SpA	4.239	3.201	9.842	8.607	2.352	10.344		(7.461)
Eni Indonesia Limited	10	23				15	137	
Eni Insurance Designated Activity Company	1	1			57	2	33	
Eni International BV	1				188	2		
Eni Lasmo plc					606			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	41	50			30	163	492	
Eni México, S.de RL de CV	15	1			289	41		
Eni Mozambico SpA	1				68	2		
Eni Muara Bakau BV	8					10	135	
Eni New Energy SpA	1	2			259		5	
Eni North Africa BV	8	19	22	6	24	21	267	
Eni Petroleum Co Inc	21	4			173	22	5	
Eni Petroleum US LLC					438			
Eni Plenitude Iberia SLU					105			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	325	38	4.524	4.876	991	6.878		(947)
Eni Rewind SpA	31	159			1.039	71	353	
Eni Suisse SA	17					217	8	
Eni Sustainable Mobility SpA	1	1			231			
Eni Trade & Biofuels SpA	591	1.859	9	6	3.782	3.493	16.236	9
Eni Trading & Shipping Inc					1.106			
Eni UK Limited	11	2			89	28	5	
Eni ULX Limited					256			
Eni US Operating Co. Inc.					787	1		
Eni USA Gas Marketing LLC					1.315			
Eni Venezuela BV	1					5	63	
Enipower Mantova SpA	26	74			6	91	266	
Enipower SpA	83	250	1		10	306	959	

Denominazione (€ milioni)	31.12.2022 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	2022 Ricavi[a]	Costi[b]	Altri proventi (oneri) operativi
EniProgetti SpA	9	59			10	22	102	
EniServizi SpA	7	42			8	56	140	
Floaters SpA	22					1	236	
Ieoc Production BV	28	1			13	76	2	
LNG Shipping SpA	16	17			192	37	155	
Nigerian Agip Oil Company Limited	17				77	36		
Raffineria di Gela SpA	26	31			69	159	169	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		75					485	
Versalis France SAS			2		95			
Versalis SpA	202	28		1	172	1.408	149	
Altre[c]	136	43			520	329	88	
	7.466	**6.241**	**15.117**	**13.976**	**89.036**	**35.187**	**21.599**	**(8.300)**
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Ltd							75	
Damietta LNG (DLNG) SAE		14					71	
Azule Energy Angola BV (ex Eni Angola Exploration BV)	9				86	9		
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	56				3.182	68		
Eni North Sea Wind Limited					166			
Società Enipower Ferrara Srl	14	69			5	63	172	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	6	433				16	12	
Vår Energi ASA	14	121			278	19	1.408	
Altre[c]	43	21			11	80	89	
	142	**658**			**3.728**	**255**	**1.827**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	755	24				1.723	873	
GSE - Gestore Servizi Energetici	54	117				5.087	1.141	
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3					179		
Gruppo Terna	37	35	4	8		139	90	(18)
Altre[c]	9	12				13	21	
	858	**188**	**4**	**8**		**7.141**	**2.125**	**(18)**
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati		**2**				**1**	**34**	
	8.466	**7.089**	**15.121**	**13.984**	**92.764**	**42.584**	**25.585**	**(8.318)**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(c) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti commerciali più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Enilive SpA, EniMoov SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Enilive Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Enilive Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Enipower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Eni España Comercializadora de Gas SAU, e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SAU, Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Côte d'Ivoire Ltd, Eni México S.de RL de CV ed Eni UK Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da Enipower SpA e di energia elettrica da Enipower Mantova SpA e Società Enipower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società Enipower SpA ed Enipower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Damietta LNG SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Eni Gas & Power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2023

		31.12.2023			2023			
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV		34	195			2		
Agip Karachaganak BV		16	186		1	1		
Banque Eni SA		361	1		7		2	
Eni Abu Dhabi BV		1.324	220		49	2		
Eni Algeria Exploration BV			299		1	2		
Eni Australia BV		93	21		2			
Eni Australia Ltd		91	49		2	1		
Eni Canada Holding Ltd			60					
Eni Congo SAU		3.264			118			
Eni Cote d'Ivoire Ltd		1.734	45		40			
Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)			557			5		
Eni Finance International SA					4	431	(8)	
Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl)			50					
Eni Ghana Exploration and Production Ltd		182	28		9			
Eni Global Energy Markets SpA		276	484	295	12	25	1	
Eni In Amenas Ltd			85			1		
Eni In Salah Ltd			120			1		
Eni International BV			8.398			54	5	
Eni International N.A. N.V. Sàrl			71					
Eni Investments Plc			1.538			9		
Eni Iraq BV			189			1		
Eni JPDA 03-13 Ltd			86			1		
Eni Lasmo PLC			477			2		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		360	59	175	8			
Eni México S.de RL de CV		2.325	10	22	23			
Eni Mozambique LNG Holding BV		52	6		1			
Eni New Energy SpA		88	1		4			
Eni North Africa BV		52	1		1		9	
Eni Oil Algeria Ltd			173			1		
Eni Petroleum Co Inc		655	204		20	1		
Eni Plenitude SpA Società Benefit		2.000	1		62	3	5	
Eni Qatar BV			115			1		
Eni Rewind SpA			1.920	11	3	55		
Eni Sustainable Mobility US Inc		84			3			

Denominazione (€ milioni)	31.12.2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2023 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Eni Trade & Biofuels SpA	280	728	1.333	95	9		
Eni Trading & Shipping Inc		73	111	1	1		
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	53			1			
Eni Tunisia BV		51			1		
Eni Turkmenistan Ltd	3	215			2		
Eni UK Ltd		536			3	(4)	
Eni ULX Ltd		109			2		
Eni Venezuela BV	764	88		46			
EniBioCh4in SpA	101			4			
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1.480	1.188		13	12	21	
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	161	599			18		
Enipower Mantova SpA		224			9		
Enipower SpA		1.048			59		
EniProgetti SpA	100	29		3			
EniServizi SpA	72	71		2			
Export LNG Ltd		569		1	3		
Floaters SpA	767	143	1.864	5	5	8	
LNG Shipping SpA		288			10		
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	823	113		8	1		
Nigerian Agip Exploration Ltd	91	216		3	1		
Novamont SpA	146			1			
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	78			3			
Versalis France SAS	220	37		2		3	
Versalis SpA	2.041	1	40	46	1		
Altre[a]	335	597	93	6	10	(3)	
	20.506	**22.572**	**3.944**	**610**	**746**	**39**	
Imprese collegate e joint venture							
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.339			101	1		
Altre[a]	17	47	1	2	1		
	1.356	**47**	**1**	**103**	**2**		
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Snam							545
Altre[a]		1			1		1
		1			**1**		**546**
	21.862	**22.620**	**3.945**	**713**	**749**	**39**	**546**

(a) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2022

Denominazione (€ milioni)	31.12.2022 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2022 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Imprese controllate							
Ecofuel Spa		117	16			(7)	
Eni Deutschland Gmbh		64				(1)	
Eni Finance International SA	332	5.308	25.903	56	27	210	
Eni Fuel SpA		352		3	1		
Eni Global Energy Markets SpA	47	2.450	140	16	13	9	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90	94		1			
Eni New Energy SpA	120			1			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1.497	208		10		5	
Eni Rewind SpA	1	2.034	11	8	4		
Eni Sustainable Mobility SpA	173						
Eni Trade & Biofuels SpA		359	1.425	48	2	9	
Eni Trading & Shipping Inc		4	113	1			
EniBioCh4in SpA	56			1			
Enipower Mantova SpA	4	290			10		
Enipower SpA		1.145		1	35	(3)	
EniProgetti SpA	52	5					
Floaters SpA		334					
Ieoc Production BV		52					
LNG Shipping SpA		301		1	1		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		90				(1)	
Versalis SpA	1.936	26	19	18		(2)	
Altre[a]	148	264	63	25	7	14	
	4.456	**13.497**	**27.690**	**190**	**100**	**233**	
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE			105				
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.187			3	5		
Altre[a]	18	39	1	19		2	
	1.205	**39**	**106**	**22**	**5**	**2**	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre[a]		10		1	1		
		10		**1**	**1**		
	5.661	**13.546**	**27.796**	**213**	**106**	**235**	

(a) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 - Altre attività finanziarie e n. 18 - Passività finanziarie.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

I proventi (oneri) su partecipazioni riguardano la cessione al gruppo Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la cessione al Gruppo GSE della partecipazione in Servizi Fondo Bombole Metano SpA.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 - Garanzie, Impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2023			31.12.2022		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	**7.119**	163	2,29	**7.628**	20	0,26
Altre attività finanziarie correnti	**6.212**	6.139	98,82	**3.760**	3.565	94,81
Crediti commerciali e altri crediti	**8.494**	6.310	74,29	**11.661**	8.434	72,33
Altre Attività correnti	**5.227**	4.898	93,71	**13.076**	12.669	96,89
Altre Attività finanziarie non correnti	**15.608**	15.560	99,69	**2.146**	2.076	96,74
Altre Attività non correnti	**654**	437	66,82	**2.813**	2.484	88,30
Passività finanziarie a breve termine	**23.758**	21.377	89,98	**14.122**	12.143	85,99
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	**2.529**	-	n.s.	**2.883**	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	**290**	139	47,93	**373**	157	42,09
Debiti commerciali e altri debiti	**7.836**	5.149	65,71	**12.380**	6.583	53,17
Altre passività correnti	**5.375**	3.857	71,76	**14.305**	12.317	86,10
Passività finanziarie a lungo termine	**21.044**	3	0,01	**16.054**	4	0,02
Passività per beni in leasing a lungo termine	**1.606**	1.101	68,56	**1.887**	1.242	65,82
Altre passività non correnti	**1.194**	700	58,63	**3.029**	2.173	71,74

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2023			2022		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	**42.790**	29.312	68,50	**74.679**	40.936	54,82
Altri ricavi e proventi	**432**	234	54,17	**542**	251	46,31
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**39.996**	22.803	57,01	**66.135**	24.201	36,59
Altri proventi (oneri) operativi	**705**	2.731	n.s.	**(6.325)**	(8.318)	n.s.
Proventi finanziari	**4.344**	713	16,41	**3.324**	213	6,41
Oneri finanziari	**4.830**	749	15,51	**3.730**	106	2,84
Strumenti finanziari derivati	**(42)**	39	n.s.	**234**	235	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	**2.282**	546	23,93	**3.771**		n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi e proventi	29.679	41.519
Costi e oneri	(22.851)	(24.249)
Altri proventi (oneri) operativi	2.731	(8.318)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	654	(4.303)
Interessi	(112)	88
Flusso di cassa netto da attività operativa	**10.101**	**4.737**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(51)	(36)
Disinvestimenti in partecipazioni	420	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	124	(10)
Variazione crediti finanziari	(16.198)	1.631
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(15.705)**	**1.585**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	9.109	6.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**9.109**	**6.258**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**3.505**	**12.580**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2023			2022		
(€ milioni)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza %**	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	**6.178**	10.101	n.s	**5.818**	4.737	81,42
Flusso di cassa da attività di investimento	**(17.704)**	(15.705)	88,71	**(3.715)**	1.585	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	**10.999**	9.109	82,82	**(1.087)**	6.258	n.s.

33 Erogazioni pubbliche - informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[7].

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(7) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Comune di Ravenna	5.000.000
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.455.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.994
Ministero della Salute della Guinea-Bissau	913.761
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	313.120
Fondazione Fratelli tutti	250.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	125.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	56.114
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
Agenzia per la sicurezza territoriale e protezione civile	37.500
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Comunità Pastorale Madonna della Pentecoste in Rodano	30.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	27.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	25.000
Voluntary Principles Association (VPA)	24.716
Fondazione Luigi Scotto ONLUS	24.000
Associazione Cure Palliative Livorno	23.000
Fondazione CARITAS Livorno	23.000
Associazione Civita	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	20.000
Famiglie GNAO1 APS	20.000
AIRC - Fondazione AIRC per la Ricerca sul Cancro	12.000
Fondazione Milan	12.000
Harvard University	10.777
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Associazione Amici dell'Accademia dei Lincei	10.000
ASD Canoa Club Livorno	10.000

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2023 e 2022 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2023 e 2022 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023 di Eni SpA che chiude con l'utile di 3.272.366.066,40 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.272.366.066,40 euro alla riserva disponibile.

13 marzo 2024

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Zafarana

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2023.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

13 marzo 2024

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

4 ALLEGATI

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2023	466
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023	466
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio	506
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi	510
Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	511
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato	515
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio	524
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	532

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2023

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2023, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2023, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**108**	**266**	**374**						
Imprese consolidate joint operation				**3**	**6**	**9**			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	6	45	51	30	65	95			
Valutate con il metodo del costo	4	4	8	3	24	27			
Valutate con il metodo del fair value							3	22	25
	10	**49**	**59**	**33**	**89**	**122**	**3**	**22**	**25**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	1	1	2		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	8	9			
	1	**1**	**2**	**1**	**12**	**13**			
Totale	**119**	**316**	**435**	**37**	**107**	**144**	**3**	**22**	**25**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 dicembre 2023 Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 5 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni.

Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2023 sono oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	27,73 4,67 4,65 62,95

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Mozambico Srl	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	100.000	Eni Natural Energies SpA	100,00		P.N.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	1.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.652.000	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Bacton CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni CCUS H. Ltd	100,00		P.N.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd(2)	Road Town (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV(3)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrein	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni CCUS Holding Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	167.020.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SAU	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	500.000	Eni E&P Holding BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.011	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.596.052.720	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Med BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Deepwater Ltd(4)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.700	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni GoM Llc	Dover (USA)	USA	USD	5.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni In Amenas Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Algeria	USD	1	Eni Algeria Expl. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni In Salah Ltd[5]	Nassau (Bahamas)	Algeria	USD	1.002	Eni IS Exploration Ltd Eni Algeria Expl. BV	60,48 39,52	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd[6]	George Town (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni IS Exploration Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Algeria Expl. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Makassar Ltd[7]	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Algeria ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.
(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Emirati Arabi Uniti	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0[(a)]	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Peri Mahakam Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Qatar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni RAK BV[(8)]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Deepwater Ltd[(9)]	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(8) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.
(9) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozamb. LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV(10)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Timor 22-23 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Timor Est	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(11)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine LLC (in liquidazione)	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	98.419.627,51	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.
(11) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Export LNG Ltd(12)	Hong Kong (Hong Kong)	Repubblica del Congo	USD	322.325.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd(13)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	117.310.000	Eni CCUS H. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		Co.
LLC "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd(14)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SAU Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(14)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SAU Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(12) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.
(13) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
(14) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Enilive, Refining e Chimica

Enilive e Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Flaibano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Po Energia Srl Società Agricola (ex Po' Energia Srl Società Agricola)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Enimoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Sustainable Mobility SpA	Roma	Italia	EUR	311.509.143	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni Sust. Mobility SpA Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni Sust. Mobility SpA Eni International BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni Sust. Mobility SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Sustainable Mobility US Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	300.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Mater-Agro Srl	Novara	Italia	EUR	50.000	Novamont SpA Soci Terzi	85,00 15,00		P.N.
Mater-Biotech SpA	Novara	Italia	EUR	120.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Matrìca SpA	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Novamont SpA Versalis SpA	50,00 50,00	100,00	C.I.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
BBI Sverige AB	Torsby (Svezia)	Svezia	SEK	100.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Americas Inc	Dunedin (USA)	USA	USD	476	BioBag International	100,00	100,00	C.I.
BioBag Finland OY	Vantaa (Finlandia)	Finlandia	EUR	203.784	BioBag International Soci Terzi	97,99 2,01		P.N.
BioBag Inc	Toronto (Canada)	Canada	CAD	100	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag International AS	Indre Østfold (Norvegia)	Norvegia	NOK	3.565.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
BioBag Norge AS	Indre Østfold (Norvegia)	Norvegia	NOK	200.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Plastics Ltd	Delgany (Irlanda)	Irlanda	EUR	1.000	BioBag International Soci Terzi	90,10 9,90		P.N.
BioBag Polska Sp zoo	Wroclaw (Polonia)	Polonia	PLN	106.100	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag UK Ltd	Belfast (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	BioBag International Soci Terzi	90,10 9,90		P.N.
BioBag Zenzo A/S	Hillerød (Danimarca)	Danimarca	DKK	400.000	BioBag International	100,00		P.N.
Dagöplast AS	Hiiumaa (Estonia)	Estonia	EUR	76.800	BioBag International	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörûen Müködö Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	5.219.443.200	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd(15)	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(15) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	46.712.940	Versalis Singapore P. Ltd Finproject SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	7.523.030	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Finproject Asia Ltd	100,00		P.N.
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	35.956.433	Foam Creations (2008) Finproject SpA	53,23 46,77	100,00	C.I.
Novamont France SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	40.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	25.564	Novamont SpA	100,00		P.N.
Novamont Iberia SLU	Cornellà de Llobregat (Spagna)	Spagna	EUR	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont North America Inc	Shelton (USA)	USA	USD	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu	Abidjan (Costa d'Avorio)	Costa d'Avorio	XOF	270.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	45.001.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Versalis International SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	15.237.236	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	5.886.800	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.018.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Plenitude & Power

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,19(a) 0,81	100,00	C.I.
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.225.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Miniwind Srl (ex SEF Miniwind Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Società Agricola Bio Srl (ex Società Agricola SEF Bio Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl (ex SEF Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar Abruzzo Srl (ex SEF Solar Abruzzo Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar III Srl (ex SEF Green Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar II Srl (ex SEF Solar II Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Solar Srl (ex SEF Solar Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	120.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude SpA SB 100,00

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Plenitude Technical Services Srl (ex PLT Engineering Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind & Energy Srl (ex PLT Energia Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.865.474	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind 2020 Srl (ex PLT Wind 2020 Srl)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Wind 2022 SpA (ex PLT Wind 2022 SpA)	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	100,00	C.I.
Faren Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar III Srl	100,00	100,00	C.I.
FAS Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	119.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
FV4P Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Due Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	12.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	35.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Micropower Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	30.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Faren Srl	100,00	100,00	C.I.
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	31.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	32.500	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Ruggiero Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Agricentro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Solar Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	2.500	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl	100,00	100,00	C.I.
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
VRG Wind 149 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	93.000	Eni Plen. Wind & En. Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Windsol Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.250.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	5.450.000	Eni Plen. Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Almazara Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Anberia Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	13.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Armadura Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Arm Wind Llp	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Atlante Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Boceto Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	90,69	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	194.670.209	Brazoria Class B Soci Terzi	90,69 9,31	90,69	C.I.
BT Kellam Solar Llc	Austin (USA)	USA	USD	1.000	Kellam Tax Eq. Partn.	100,00	95,25	C.I.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Chapitel Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	94,03	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Corazon Energy Services Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	184.488.333	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	94,03 5,97	94,03	C.I.
Corlinter 5000 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	13.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Cornisa Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni Plenitude SpA SB Energías Amb. de Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ekain Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Alternativas Eólicas Riojanas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni Plenitude SpA SB Des. Energéticos Riojanos	57,50 42,50	100,00	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	239.500.800	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv. Inc	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Iberia SLU	Santander (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Colombia SAS (ex PLT Colombia SAS)	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	510.840.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Spain SL (ex PLT Spagna SL)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	100.000	Eni Plen. Wind & En. Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	8.227.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Colombia SAS (ex PLT Engineering Colombia SAS)	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.000.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Romania Srl (ex PLT Engineering Romania Srl)	Cluj-Napoca (Romania)	Romania	RON	4.400	Eni Plen. Tech. Serv. Srl Ruggiero Wind Srl	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Spain SLU (ex PLT Engineering Spagna SLU)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Tech. Serv. Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	110.999,77	Eni Plen. Inv. Spain SL	100,00	51,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Fortaleza Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Escudero SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Garita Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	100,00	C.I.
Guilleus Consulting SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	13.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
HLS Bonete PV SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.602	HLS Bonete Topco SLU	100,00	100,00	C.I.
HLS Bonete Topco SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.602	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Inveese SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	100.000.000	Eni Plen. Inv. Colombia Soci Terzi	75,00 25,00	38,25	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Kellam Solar Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	41.199.357	Kellam Solar Class B Soci Terzi	95,25 4,75	95,25	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Ladronera Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Maristella Directorship SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	100,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Lodosa (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Miburia Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	13.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Punes Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	13.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Renopool 1 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.015	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	37.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	36.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	22.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	28.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	66.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	27.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	27.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.800	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	26.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	31.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	45.100	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	121.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	32.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	50.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	6.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	91.400	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	59.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
Tantalio Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	100,00	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Wind Grower SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	593.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Wind Hero SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	563.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	0,01(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Enipower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Enipower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	Enipower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	44,12	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

Corporate e Altre attività

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniverse Ventures Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.550.000	Eni SpA	100,00		Co.
Enivibes Srl	Milano	Italia	EUR	3.552.632	Eniverse Soci Terzi	76,00 24,00		
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	2.500.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	101.755.495,30	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agri-Energy Srl(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Mozambique Rovuma Venture SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Azule Energy Angola (Block 18) BV (ex BP Angola (Block 18) BV)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	2.275.625,42	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola BV (ex Eni Angola Exploration BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola Production BV (ex Eni Angola Production BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration Angola (KB) Ltd (ex BP Exploration Angola (Kwanza Benguela) Ltd)	Sunbury On Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration (Angola) Ltd (ex BP Exploration (Angola) Ltd)	Sunbury On Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1.000.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Gas Supply Services Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Holdings Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Ltd (ex Angola JVCO Ltd)	Sunbury On Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy US Gas Llc (ex BP Gas Supply (Angola) Llc)	Wilmington (USA)	USA	USD	12.800.000	Azule En. Gas Sup. S. Inc	100,00		
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Obaiyed Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
In Salah Gas Ltd	St. Helier (Jersey)	Algeria	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
In Salah Gas Services Ltd	St. Helier (Jersey)	Algeria	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
Isatay Operating Company Llp(†)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
North El Hammad Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	18,75 81,25		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
QatarEnergy LNG NFE (5) (ex Qatar Liquefied Gas Company Limited (9))	Doha (Qatar)	Qatar	USD	1.175.885.000	Eni Qatar BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SAU Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi ASA(#)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	63,04 36,96		P.N.
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
SeaCorridor Srl(†) (ex Eni Corridor Srl)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000.000	Eni SpA Soci Terzi	50,10 49,90		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62(a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
DLNG Service SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	11.100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

Enilive, Refining e Chimica

Enilive e Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
City Carburoil SA(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni Sust. Mobility SpA Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni Sust. Mobility SpA Routex BV Soci Terzi	20,00(a) 20,00 60,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
St. Bernard Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	1.000	ESM US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 30,07 35,42	50,00(b)	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Eni Sust. Mobility SpA 25,00
Soci Terzi 75,00
(b) Percentuale pari al working interest di Eni.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA Enipower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.304.464	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,61 11,51 10,63 58,25		P.N.
Polymer Servizi Ecologici Scarl	Terni	Italia	EUR	10.000	Novamont SpA Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA Enipower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BioBag Baltic OÜ	Tallinn (Estonia)	Estonia	EUR	3.846	BioBag International Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	601.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chem-invest Llp(†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Plenitude & Power

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Atis Floating Wind Srl(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Bettercity SpA	Bergamo	Italia	EUR	4.050.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	45,45 54,55		P.N.
GreenIT SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Hergo Renewables SpA(†)	Milano	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.
Krimisa Floating Wind Srl(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Messapia Floating Wind Srl(†)	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Siel Agrisolare Srl(†)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. S&M Italia Srl Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Fuveau (Francia)	Francia	EUR	25.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Enera Conseil SAS(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
EnerOcean SL(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	493.320	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	37,70 62,30		P.N.
Evacuación San Serván 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Renopool 1 SLU Soci Terzi	68,77 31,23		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Guillena 400 Promotores SL(†)	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Almazara Solar SLU Atlante Solar SLU Chapitel Solar SLU Fortaleza Solar SLU Garita Solar SLU Soci Terzi	6,99 6,99 6,99 6,99 6,99 65,05		P.N.
Infraestructuras San Serván SET 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	90.000	Renopool 1 SLU Soci Terzi	42,31 57,69		P.N.
Instalaciones San Serván II 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	11.026	Renopool 1 SLU Soci Terzi	52,38 47,62		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parc Tramuntana SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.500	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino La Janda SL(†)	Jerez de la Frontera (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino Nordes SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino Tarahal SL(†)	Las Palmas de Gran Canaria (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Promotores Caparacena 400 SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Ladronera Solar SLU Boceto Solar SLU Cornisa Solar SLU Soci Terzi	8,21 7,30 7,30 77,19		P.N.
Tramuntana Energy LAB SL(†)	Cerdanyola del Valles (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Vårgrønn AS(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	600.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società Enipower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	Enipower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	26,01	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Energy Dome SpA	Milano	Italia	EUR	182.830,21	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Saipem SpA(#)(†)	Milano	Italia	EUR	501.669.790,83	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	31,19(a) 0,02 68,79		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Avanti Battery Company	Natick (USA)	USA	USD	683	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	904,64	Eni Next Llc CFS Soci Terzi			P.N.
Cool Planet Technologies Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	334	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	1.129	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
M2X Energy Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	99	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC	Wilmington (USA)	USA	USD	86	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Swift Solar Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	740,37	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	351	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20
Soci Terzi 68,80

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
HEA SpA(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
LabAnalysis Environmental Science Srl(†)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	100.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BF SpA(#)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	261.883.391	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	5,32 94,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	142.000	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Urban Renewal Company Llc (ex New Liberty Residential Co Llc)	West Trenton (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Company NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(a) Azioni senza valore nominale.

Global Gas & LNG Portfolio

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Enilive, Refining e Chimica

Enilive e Refining

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compañía de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Gestión de Envases Comerciales e Industriales SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Iberia SLU Soci Terzi	16,40 83,60	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0(a)	Eni Sust. Mobility SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR"	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Corporate e Altre attività

Corporate e Società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
New Energy One Acquisition Corporation Plc(#)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	56.220,61	Eni International BV Soci Terzi		F.V.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 42)

Almazara Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Armadura Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Atlante Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
BioBag Americas Inc	Dunedin	Chimica	Acquisizione del controllo
BioBag International AS	Indre Østfold	Chimica	Acquisizione del controllo
Boceto Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
BT Kellam Solar Llc	Austin	Plenitude	Acquisizione
Chapitel Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Cornisa Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Dagöplast AS	Hiiumaa	Chimica	Acquisizione del controllo
Eni CCUS Holding Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni East Med BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Ganal Deepwater Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione
Eni GoM Llc	Dover	Exploration & Production	Costituzione
Eni In Amenas Ltd	Aberdeen	Exploration & Production	Acquisizione
Eni In Salah Ltd	Nassau	Exploration & Production	Acquisizione
Eni IS Exploration Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Makassar Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Peri Mahakam Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Rapak Deepwater Ltd	Hamilton	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Sustainable Mobility US Inc	Dover	Enilive e Refining	Costituzione
EniBioCh4in Flaibano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Enilive e Refining	Acquisizione
Fortaleza Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Garita Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
HLS Bonete PV SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
HLS Bonete Topco SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Kellam Solar Class B Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione

Ladronera Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Maristella Directorship SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Mater-Biotech SpA	Novara	Chimica	Acquisizione del controllo
Matrìca SpA	Porto Torres (SS)	Chimica	Acquisizione del controllo
Novamont France SAS	Parigi	Chimica	Acquisizione del controllo
Novamont Iberia SLU	Cornellà de Llobregat	Chimica	Acquisizione del controllo
Novamont North America Inc	Shelton	Chimica	Acquisizione del controllo
Novamont SpA	Novara	Chimica	Acquisizione del controllo
Renopool 1 SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Tantalio Renovables SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Wind Grower SLU	Ourense	Plenitude	Acquisizione
Wind Hero SLU	Ourense	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 26)

4Energia Srl	Milano	Plenitude	Fusione
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Plenitude	Fusione
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione
Eni Corridor Srl (ora SeaCorridor Srl)	San Donato Milanese (MI)	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Eni Gabon SA	Libreville	Exploration & Production	Cessione
Eni Finance International SA	Bruxelles	Corporate e società finanziarie	Fusione
Eni Ireland BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Montenegro BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Myanmar BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
EniBioCh4in Società Agricola II Bue Srl	San Donato Milanese (MI)	Enilive e Refining	Cessione
Finpower Wind Srl	Milano	Plenitude	Fusione
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore	Chimica	Fusione
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Padanaplast America Llc	Wilmington	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
PLT Puregreen SpA	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
SEA SpA	L'Aquila	Plenitude	Fusione
Serfactoring SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Corporate e società finanziarie	Cancellazione
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Plenitude	Fusione
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Plenitude	Fusione
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (MI)	Plenitude	Fusione

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	Global Gas & LNG Portfolio	Cessione del controllo congiunto

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	9.977	5.182	15.160	15	10.807	10.822	9.992	15.990	25.982
Servizi di attestazione	132	197	329	-	251	251	132	448	580
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	1.012	1.465	2.478	-	522	522	1.012[2]	1.987[3]	3.000
Totale corrispettivi	**11.122**	**6.845**	**17.967**	**15**	**11.580**	**11.595**	**11.137**	**18.425**	**29.562**

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.
(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.
(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: (i) emissione di comfort letter; (ii) procedure di verifica concordate; e (iii) certificazione tariffe.

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ENI SPA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE SULLA DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO AI SENSI DELL'ART. 3, C. 10, D.LGS. 254/2016 E DELL'ART. 5 REGOLAMENTO CONSOB ADOTTATO CON DELIBERA N. 20267 DEL GENNAIO 2018

ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2023

pwc

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato (*limited assurance engagement*) della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 predisposta ai sensi dell'art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla Gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 13 marzo 2024 (di seguito "DNF").

L'esame limitato da noi svolto non si estende alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della DNF, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai *Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards* definiti nel 2016, e aggiornati al 2021, dal GRI - Global Reporting Initiative (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuato come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

pwc

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. Nell'esercizio di riferimento del presente incarico la nostra società di revisione ha applicato l'International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1) e, di conseguenza, ha mantenuto un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio *International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised (*reasonable assurance engagement*) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2023;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
   a. modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
   b. politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
   c. principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

   Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di capogruppo,
  - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
  - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
- per le seguenti società, divisioni e siti, Eni SpA - LD Distretto Meridionale - Basilicata, Val D'Agri, Eni SpA - Eni Ghana E&P Ltd, Eni SpA – Eni Congo SA, Versalis SpA – Stabilimento di Mantova, Finpower Wind Srl - Stabilimento di Melfi, Eni Rewind - Stabilimento di Gela, Eni SpA - REVT Stabilimento di Livorno che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Le nostre conclusioni sulla DNF del Gruppo Eni non si estendono alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della stessa, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

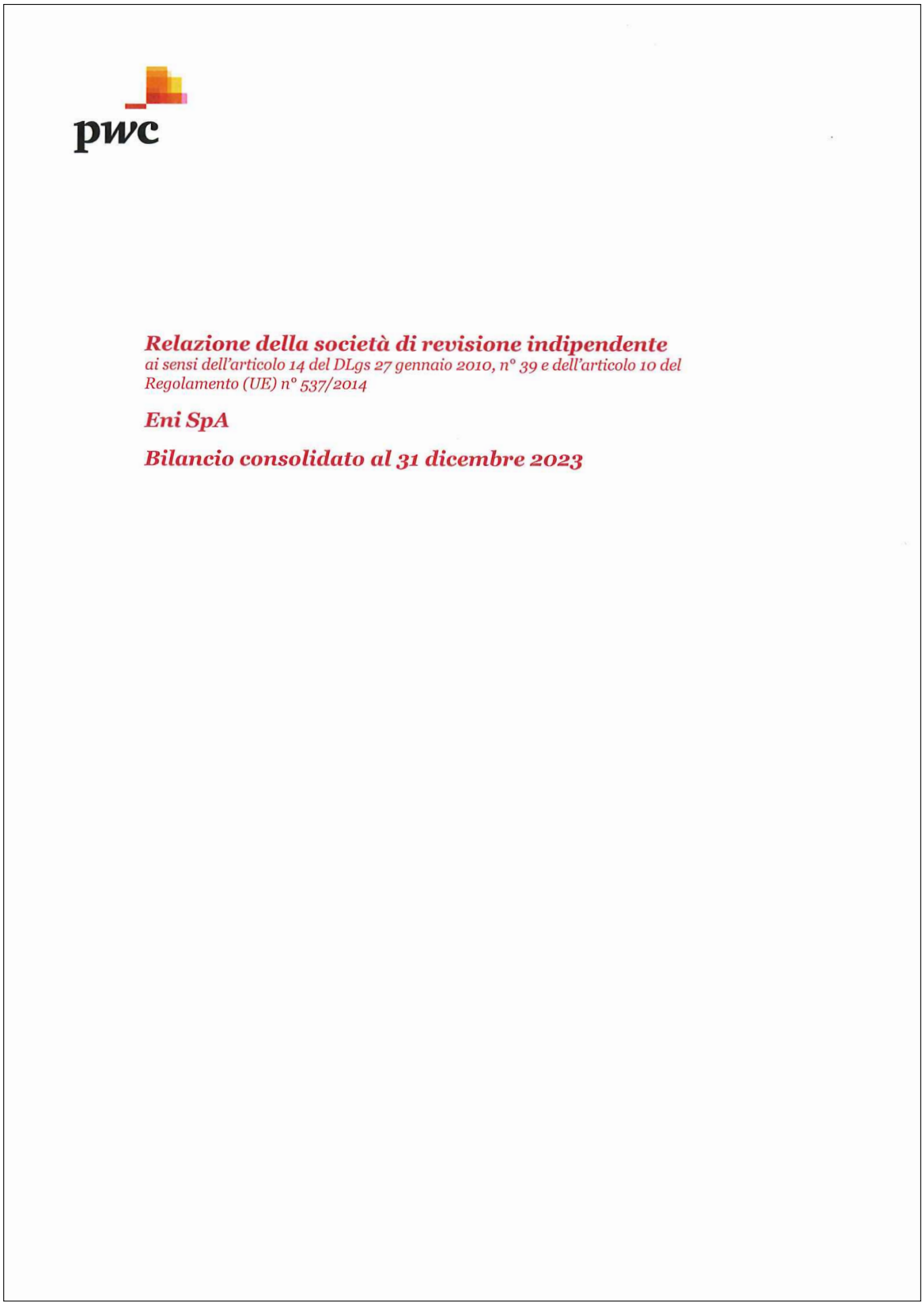
Roma, 5 aprile 2024

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore Legale)

Paolo Bersani
(Procuratore)

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato



Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2023, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, anche in considerazione degli impatti della transizione energetica e dei cambiamenti climatici *Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 12 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione", Nota 16 "Partecipazioni" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato.* Le voci "Immobili, impianti e macchinari" e "Diritto di utilizzo beni in leasing" accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 37.421 milioni, "Attività esplorativa e di *appraisal* E&P" per Euro 1.568 milioni, "Immobilizzazioni in corso E&P" per Euro 9.682 milioni e diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 2.959 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2023 ammonta ad Euro 8.844 milioni. Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2023, pari ad Euro 6.773 milioni. L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2023 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.148 milioni.	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari, delle partecipazioni operanti nel settore E&P contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle ulteriori voci di bilancio correlate, nonché la coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2024 - 2027 e nel Piano di medio-lungo termine al 2050. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione: (i) comprensione del *framework*

pwc

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo. Al 31 dicembre 2023 le svalutazioni, al netto delle riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing, riferite al settore E&P, sono pari ad Euro 1.037 milioni. La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima. In considerazione della significatività e soggettività delle assunzioni summenzionate, il management di Eni ha elaborato delle analisi di sensitività dei valori degli assets Oil & Gas a	normativo e regolatorio nonché degli accordi minerari sottostanti; (ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa tempistica di sostenimento. Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento. Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'*impairment* test sono state le seguenti: (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo; (ii) per un campione di *cash generating unit* ("CGU"), abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti; (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dal Gruppo che includono assunzioni sulle proiezioni dei prezzi degli idrocarburi e dei costi della CO_2 dello scenario di decarbonizzazione denominato Net Zero Emissions 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA che prevede il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5° C; (iv) abbiamo effettuato specifici incontri con il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di impairment in coerenza con il Piano

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
differenti scenari rispetto al caso base: (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività, (iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO_2 dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla *International Energy Agency* ("IEA").	Strategico 2024-2027 del Gruppo e gli obiettivi di medio/lungo termine; (v) abbiamo inoltre effettuato verifiche di ragionevolezza sulle stime di produzione e dei prezzi effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi, confrontandole con i valori consuntivi (cd "retrospective analysis"), finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management.
Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni, (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.	Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, i metodi da loro utilizzati, nonché la coerenza tra le informazioni, alla base dei processi valutativi, utilizzate dagli esperti interni e dagli esperti esterni del Gruppo. I nostri esperti della funzione *Valuations & Economics* e della funzione *Financial Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2024 – 2027 e nel Piano di medio-lungo al 2050 termine con le prospettive macroeconomiche del settore E&P, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima di un campione dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity, inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati. Abbiamo altresì verificato la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2024-2027 e al Piano di medio-lungo termine al 2050. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
	nonché la coerenza della stessa, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario, nonché con le altre informazioni fornite dal management al mercato, in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e ai correlati rischi climatici, inclusa la transizione energetica.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a

frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;

- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;

- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;

- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato.
A nostro giudizio, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Alcune informazioni contenute nelle note al bilancio consolidato quando estratte dal formato XHTML in un'istanza XBRL, a causa di taluni limiti tecnici, potrebbero non essere riprodotte in maniera identica rispetto alle corrispondenti informazioni visualizzabili nel bilancio consolidato in formato XHTML.

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2023, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4,

del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2023 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2023 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n.254.
Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 5 aprile 2024

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio



Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023

pwc

Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2023, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate *Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio.* La voce Immobili, impianti e macchinari accoglie importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 2.500 milioni e "Immobilizzazioni in corso E&P" per Euro 339 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2023 ammonta ad Euro 3.047 milioni. L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2023 gli ammortamenti di "Pozzi, impianti e macchinari E&P" sono pari a Euro 317 milioni. A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo. Al 31 dicembre 2023 le svalutazioni al netto delle riprese di valore di Pozzi, impianti e macchinari	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle ulteriori voci di bilancio correlate, nonché alla coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2024 - 2027 e nel Piano di medio-lungo termine al 2050. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento e ripristino siti sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione: (i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa

Aspetti chiave	*Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave*
E&P, sono pari ad Euro 334 milioni. La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima. Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni, (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.	tempistica di sostenimento. Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento. Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'*impairment* test sono state le seguenti: (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società; (ii) per un campione di *cash generating unit* ("CGU"), abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti; (iii) abbiamo effettuato specifici incontri con il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di impairment in coerenza con il Piano Strategico 2024-2027 del Gruppo e gli obiettivi di medio/lungo termine; (iv) abbiamo inoltre effettuato verifiche di ragionevolezza sulle stime di produzione e dei prezzi effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi confrontandole con i valori consuntivi (cd "retrospective analysis") finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management. Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, i metodi da loro utilizzati, nonché la coerenza tra le informazioni, alla base dei processi valutativi, utilizzate dagli esperti interni e dagli esperti esterni del Gruppo.

Aspetti chiave	Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave
	I nostri esperti della funzione *Valuations & Economics* e della funzione *Financial Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2024 – 2027 e nel Piano di medio-lungo termine al 2050 con le prospettive macroeconomiche del settore E&P, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima di un campione dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati. Abbiamo altresì verificato la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2024-2027 e al Piano di medio-lungo termine al 2050. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;

- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;

- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio d'esercizio alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023 è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2023, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2023 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2023 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 5 aprile 2024

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Marcella Caradonna, Giulio Palazzo e Andrea Parolini, Sindaci effettivi nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 10 maggio 2023, il cui mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Corporate Governance. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs.17 luglio 2016, n.135.
Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2023, il Collegio si è complessivamente riunito 21 volte, delle quali 12 successivamente all'Assemblea che ne ha rinnovato la composizione, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione. Il Collegio ha assistito, inoltre, nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione consiliare. Nel 2023, la Presidente Rosalba Casiraghi, il Sindaco Enrico Maria Bignami e i Sindaci uscenti Giovanna Ceribelli e Marco Seracini, hanno effettuato attività individuali di controllo nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*.
Inoltre, il Collegio Sindacale: (i) ha partecipato, o per il tramite del Presidente o di altri Sindaci effettivi, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione di una riunione del Comitato Sostenibilità e Scenari, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro la Presidente del Collegio Sindacale; (ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di *induction* e formazione svolte per gli organi sociali.
In tale ambito il Collegio Sindacale:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Corporate Governance cui la Società aderisce, come illustrato nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Eni. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio ai sensi di legge e del succitato Codice di Corporate Governance;
- ha verificato la conformità delle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alla distribuzione dei dividendi e all'emissione di prestiti obbligazionari;
- ha verificato l'adozione da parte di Eni di una apposita procedura per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni riguardanti la Società, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate (ivi inclusa la tenuta del registro delle persone aventi accesso a tali informazioni), e per la gestione delle operazioni rientranti nella disciplina *"Managers' Transactions"* (già note come *"Internal Dealing"*), vigilando sul rispetto della procedura medesima con riferimento alle deliberazioni dell'organo amministrativo;
- ha espresso parere favorevole ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche;
- ha espresso parere favorevole, ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni, sulla proposta formulata dall'Amministratore Dele-

gato d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina dei componenti esterni dell'Organismo di Vigilanza, valutandone l'indipendenza.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto nei mandati precedenti, secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione relativamente alla propria composizione e al proprio operato. Nell'esercizio caratterizzato dal rinnovo dell'Organo di Controllo per il nuovo ciclo di mandato, con la conferma del Presidente del Collegio e di due Sindaci effettivi e la nomina di due nuovi Sindaci (un componente aveva già ricoperto la carica di Sindaco effettivo nel mandato 2017-2020), il processo di autovalutazione ha evidenziato l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio. Il processo ha evidenziato, inoltre: (i) la complessiva adeguatezza della composizione del Collegio Sindacale in termini di esperienze, competenze e conoscenze diversificate anche tenuto conto dell'esperienza maturata da alcuni Sindaci nel corso dei precedenti mandati; (ii) l'impegno del Collegio Sindacale nella costante e proficua interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. È emersa altresì l'opportunità di proseguire le attività di *induction* e di ulteriore approfondimento e sviluppo delle competenze su tematiche particolarmente rilevanti ai fini della vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi, quali le tematiche di evoluzione tecnologica e cyber security e di reporting di sostenibilità, anche in relazione all'evoluzione del contesto di riferimento e del quadro normativo e regolamentare di interesse di Eni. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e quale Audit Committee ai fini della normativa statunitense.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sulle operazioni con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, è stato avviato il programma di acquisto di azioni proprie per il 2023. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2024 per un esborso complessivo fino a 2,2 miliardi di euro, con la possibilità di incrementarlo, sulla base di eventuali *upside*, fino a un massimo complessivo di 3,5 miliardi di euro e vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili, ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile finché le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio per un controvalore complessivo di 1.011 milioni di euro, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'annullamento di 195.550.084 azioni proprie deliberato dall'Assemblea il 10 maggio 2023, nonché l'assegnazione di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal *"Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022"* approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020, al 31 dicembre 2023 Eni SpA detiene n. 157.115.336 azioni proprie pari al 4,65% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 2.333 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha valutato positivamente la conformità della Policy *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"* ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifi-

che, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. In particolare la normativa, emessa per la prima volta il 18 novembre 2010, è stata modificata da ultimo il 16 novembre 2023 principalmente per l'adeguamento al nuovo Sistema Normativo Eni e per l'ulteriore affinamento sulla base dell'esperienza applicativa e in ottica *risk-based*. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dei relativi corrispettivi, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e tenuto conto delle specificità delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della Società di revisione legale

La Società di revisione legale PwC SpA (di seguito anche "Società di revisione") ha rilasciato in data odierna, 5 aprile 2024, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione, con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione ha rilasciato, inoltre, il giudizio senza rilievi sulla conformità del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di predisposizione dell'informativa finanziaria nel formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - European Single Electronic Format). La Società di revisione ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, sempre in data odierna, la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative *disclosure* contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale *foreign private issuer* quotato al NYSE. Nel Form 20-F è contenuta altresì l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità, e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale PwC SpA e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA, ed alle società controllate, dalla Società di revisione legale PwC SpA e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Non sono stati attribuiti a PwC incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni; inoltre, i servizi consentiti, diversi dalla revisione, sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio Sindacale non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare il Collegio Sindacale ha proseguito il percorso, definito nel precedente mandato, volto al rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio stesso e la Società di revisione, nell'ambito delle rispettive responsabilità e competenze. In tale contesto, tra l'altro, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, il Collegio Sindacale ha effettuato approfondimenti con i team di specialisti di PwC – con specifico riferimento al rischio di cyber security – che partecipano alle attività di revisione, oltreché

con la leadership di PwC. Particolare attenzione è stata rivolta al monitoraggio del sistema di controllo di qualità del revisore. In modo condiviso con la Società di revisione, il Collegio Sindacale ha altresì proseguito l'attività di periodico monitoraggio dei cd. *"Audit Quality Indicators"*, in particolare in tema di indipendenza, competenze, organizzazione ed *effort* del revisore di Eni, quale strumento per apprezzare l'efficacia e la qualità delle attività di revisione legale nel tempo.

Nel corso delle riunioni, e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale, non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.
Il Collegio Sindacale ha vigilato, infine, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sui principali impatti per il gruppo Eni connessi all'evoluzione dello scenario macroeconomico, nonché al contesto geopolitico, descritti nelle sezioni *"Fattori di rischio ed incertezza"* e *"Commento ai risultati economico-finanziari"* della Relazione Finanziaria Annuale.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;

ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;

iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, tra l'altro, in relazione alla crescente integrazione tra l'informativa finanziaria e di sostenibilità e tenuto conto della prospettata evoluzione della normativa di riferimento, è stato rappresentato l'aggiornamento delle responsabilità del Dirigente Preposto al quale compete anche il presidio delle attività di istituzione, monitoraggio e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa non finanziaria;

iv) l'esame delle Relazioni, semestrale ed annuale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono state definite, e in parte già completate, le relative azioni correttive;

v) l'esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2022 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative. In tale ambito il Collegio Sindacale è stato informato che Eni ha completato l'iter di adesione al regime di Adempimento collaborativo istituito con il decreto legislativo 5 agosto 2015, n. 128, rubricato *"Disposizioni sulla certezza del diritto nei rapporti tra fisco e contribuente, in attuazione degli articoli 5, 6 e 8, comma 2, della legge 11 marzo 2014, n. 23"*;

vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
- esiti delle attività di Risk Assessment e monitoraggio dei principali rischi Eni per l'anno 2023. In particolare, è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei "Top Risk", tra cui i rischi strategici (rischi legati al *climate change* – rischi connessi al processo di transizione energetica e rischi fisici –, rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi delle commodity, alla contrazione della domanda/contesto competitivo), il rischio geopolitico – in relazione, tra l'altro, ai conflitti in Ucraina e in Medioriente – e i rischi "Paese" (tra cui, in particolare, il Global Security Risk e il Credit & Financing Risk);
- approfondimento del profilo di rischio sottostante il Piano Strategico 2024-2027 anche attraverso un modello di "Valutazione Integrata dei Rischi" che consente di valorizzare, tra l'altro, la capacità di resilienza della società ad uno scenario avverso rispetto ad un sub-portafoglio significativo di rischi per ciascun anno del Piano Quadriennale e l'analisi delle principali azioni di *de-risking* dei rischi strategici. I rischi collegati al Piano Strategico sono altresì oggetto di continuo monitoraggio in relazione agli sviluppi del contesto interno ed esterno;
- risultanze del modello di *"Integrated Country Risk"* sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi di maggiore rilevanza in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni, sia interne all'azienda sia esterne, sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, *operational*, *security* e salute, ambiente e sostenibilità;

vii) l'esame delle Relazioni periodiche sulla Compliance Integrata dalle quali non sono emersi situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno degli strumenti normativi relativi agli ambiti di Compliance presidiati, sulla base degli esiti delle attività relative al processo di Compliance Integrata e tenuto conto degli adeguamenti di disegno già programmati o avviati dai relativi Process Owner;

viii) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo In-

terno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, *"non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere nel suo complesso non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni"*;

ix) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *"Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della Società di revisione legale"* della presente Relazione;

x) gli scambi informativi, sia documentali che mediante specifici incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi, anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate, senza rilevare criticità o punti di attenzione da riportare nella presente Relazione;

xi) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xii) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;

xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/2001, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- il procedimento relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria in merito al quale in data 17 marzo 2021, il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena *"perché il fatto non sussiste"*, nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, e di tutti i funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento. All'udienza fissata per l'appello, il 19 luglio 2022, la Procura Generale presso il Tribunale di Milano ha rinunciato all'appello della sentenza di primo grado. Successivamente la Corte di appello di Milano in data 11 novembre 2022 ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado, dichiarando inammissibile l'appello del Pubblico Ministero e rigettando l'appello della parte civile Nigeria volto a ottenere un risarcimento nell'ambito del procedimento. Conseguentemente, è divenuta definitiva l'assoluzione per tutti gli imputati, persone fisiche e giuridiche. In data 24 marzo 2023 la parte civile Repubblica Federale della Nigeria (FGN) ha depositato ricorso per Cassazione avverso la predetta sentenza della Corte di appello di Milano dell'11 novembre 2022 chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata con rinvio al giudice civile competente, ai soli fini delle statuizioni civili. Il difensore di FGN ha formalizzato nel novembre 2023 la revoca di costituzione di parte civile in Cassazione nell'ambito del procedimento, rinunciando al ricorso per Cassazione. L'udienza per la conclusione del processo è fissata per il 7 maggio 2024;
- il procedimento avviato nel 2017 da parte della Procura della Repubblica di Milano che coinvolge, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, dipendenti ed ex dipendenti di Eni per diverse ipotesi di reato, finalizzate, tra l'altro, ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al suddetto procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, inizialmente indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita già nel maggio 2019 persona offesa nell'ambito del procedimento. Nel marzo 2023 la Procura della Repubblica di Milano ha emesso decreto di archiviazione per Eni SpA ed ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio per le altre posizioni. In esito allo svolgimento dell'udienza preliminare nel dicembre 2023, il GUP presso il Tribunale di Milano ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati. Eni, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed altri due manager di Eni sono stati ammessi come parti civili per i reati di calunnia commessi nei loro confronti. Nel mese di gennaio 2024 il GIP presso il Tribunale di Milano, accogliendo la richiesta della Procura, ha disposto l'archiviazione delle posizioni dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA.

Il Collegio Sindacale monitora l'evoluzione dei procedimenti attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società al fine di poter esprimere valutazioni per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e, più in generale, del Risk Management Integrato, anche ai fini delle previsioni del Codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura per la gestione delle Segnalazioni ricevute da Eni SpA e da società controllate, emessa per la prima volta nel 2006 e modificata da ultimo il 6 marzo 2024, principalmente a seguito dell'emanazione del D.Lgs. 24/2023 che ha recepito la Direttiva UE 2019/1937 in materia di *whistleblowing*. La procedura disciplina la gestione dei canali per il ricevimento, le attività di seguito e di reporting delle segnalazioni, inoltrate da Persone di Eni o da terzi aventi ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, Management System Guideline Anti-Corruzione, etc.). La procedura, il cui assetto è stato valutato conforme alle *best practice* da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline (MSG) sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" ed è altresì, uno strumento rilevante ai fini della normativa interna Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Codice Etico, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria.
A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2023 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2023 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 77 fascicoli di segnalazioni (78 nel 2022). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2023 sono stati chiusi n. 80 fascicoli (77 nel 2022). In particolare, relativamente ai predetti 80 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2023, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 20 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (26 nel 2022). Per i restanti 60 fascicoli (51 nel 2022) gli accertamenti condotti, fermi restando i limiti propri delle attività di Internal Audit e dei relativi strumenti a disposizione, non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati ovvero non è stato possibile confermare o escludere la fondatezza delle segnalazioni. Ad esito degli accertamenti sono state adottate le opportune azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Al 31 dicembre 2023, restavano aperti n. 13 fascicoli (16 al 31 dicembre 2022). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa e sull'attività di direzione e coordinamento

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza della struttura organizzativa in coerenza con la strategia di decarbonizzazione e la trasformazione in atto. Il Collegio Sindacale ha vigilato, inoltre, sull'implementazione del "Nuovo sistema normativo di Eni" che rappresenta l'insieme degli strumenti che definiscono per Eni SpA e per le sue società controllate i modelli di riferimento per le tematiche etiche, di compliance e di corporate governance, nonché i processi aziendali e le relative modalità operative. Il Sistema Normativo è progettato con architettura *risk-based* per rispondere all'obiettivo di rendere il Sistema stesso sufficientemente flessibile per tenere conto dell'evoluzione di Eni verso un modello cd. "satellitare" composto da realtà sempre più dotate di un'identità propria. In particolare, il Collegio Sindacale ha ricevuto specifica informativa in merito al piano d'azione per l'aggiornamento dell'intero corpo normativo Eni e alle azioni di Change Management svolte nel 2023 – attività di formazione e comunicazione interna – a favore degli organi sociali e dei dipendenti di Eni e delle società controllate.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2023, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*, relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successive modifiche), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2023, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria, rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.
Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio, il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

5 aprile 2024

Rosalba Casiraghi,
Presidente del Collegio Sindacale

Enrico Maria Bignami,
Sindaco Effettivo

Marcella Caradonna,
Sindaco Effettivo

Giulio Palazzo,
Sindaco Effettivo

Andrea Parolini,
Sindaco Effettivo

Eni SpA

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2023: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi
Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti
eni.com
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione
K-Change - Roma