

Allegato "D"
Rogito 26037

8844 1/253

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'IRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsibility e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda. La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere. Adempimenti ESEF (European Single Electronic Format). Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società (www.eni.com, sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "Info" – consultabile all'indirizzo www.info.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 rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati, in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'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.



88441/256

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 permes-

so 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.





88441/257

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 CO₂ "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 CO₂. 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 biometanolo sostenibile da zuccheri di seconda generazione per la produzione di carburanti. Sosteniamo la ricerca e l'innovazione sia nella cattura/stoccaggio di CO₂ sia nel riutilizzo economico attraverso una tecnologia in fase sperimentale di mineralizzazione per il riciclo nella produzione di materiale cementizio.





8844 1/258

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 traghettare 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 del business sarà finanziato da un programma di spending selettivo con investimenti netti pari a €27 mld nel quadriennio, circa €7 mld all'anno.



88441/259

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





88441/260



8844 1/264

1

RELAZIONE SULLA GESTIONE

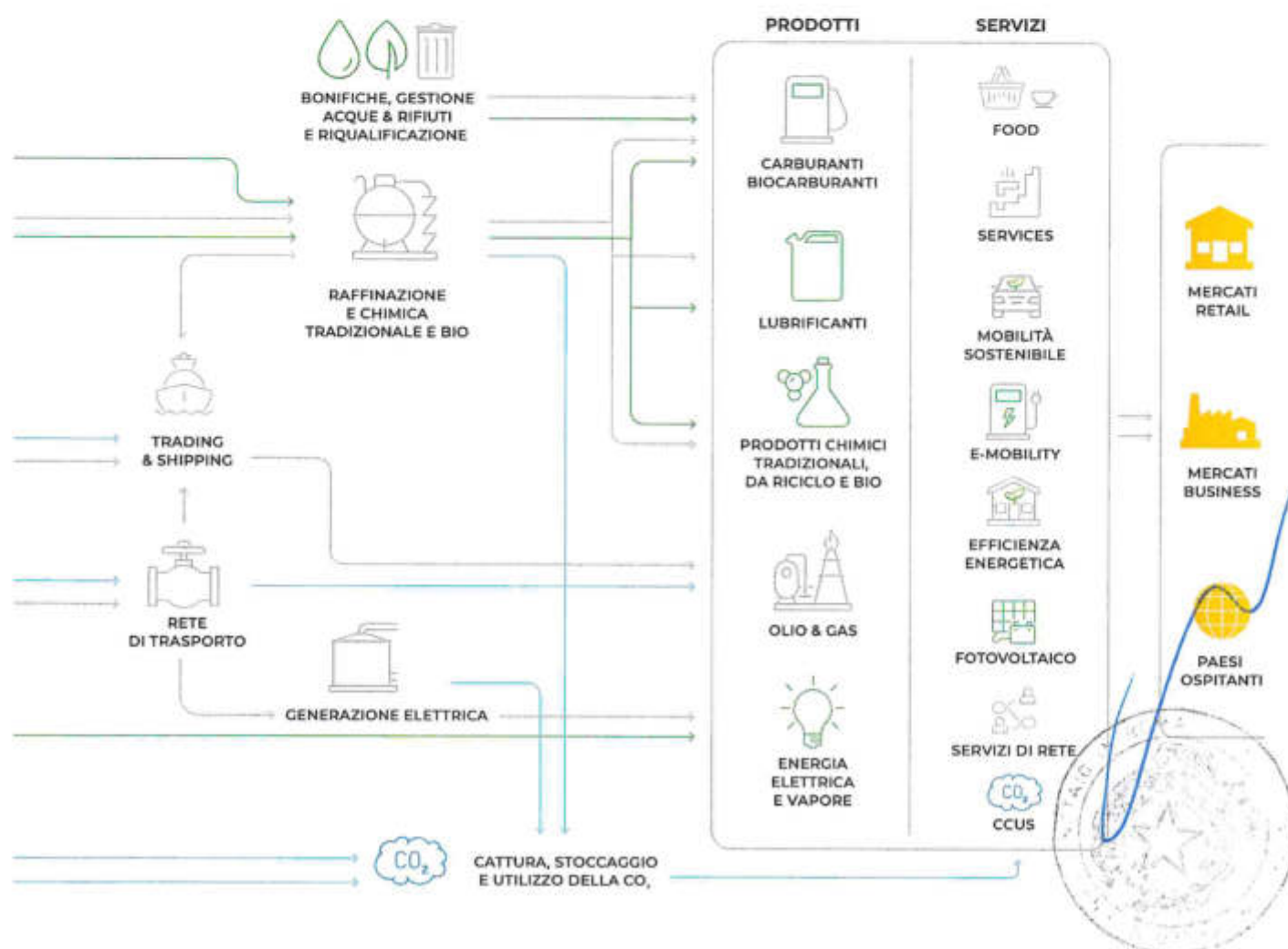
Attività	6
Modello di business	10
Principali eventi dell'anno	12
Eni in sintesi	14
Attività di stakeholder engagement	20
Strategia	22
Risk Management Integrato	26
Governance	32
ANDAMENTO OPERATIVO	
NATURAL RESOURCES	44
Exploration & Production	46
Global Gas & LNG Portfolio	66
CCUS, iniziative di carbon 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	239
Glossario	239



88441/263

- 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 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 CO₂ 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.





88441/266

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





88441265





8844 1/266

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.

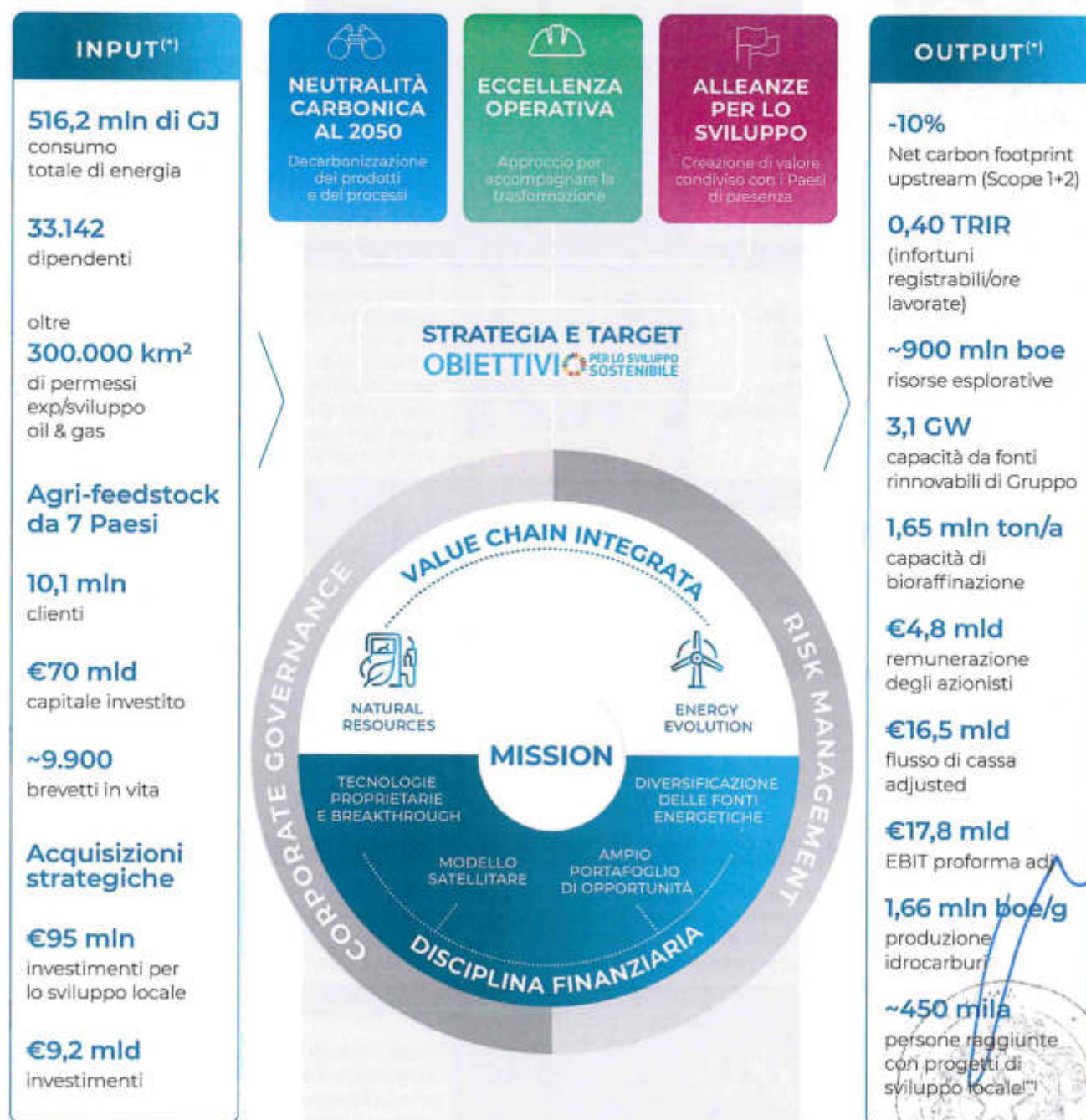
ALLEANZE PER LO SVILUPPO: Eni mira alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui opera attraverso lo sviluppo di infrastrutture legate al business tradizionale ma anche alle nuove frontiere delle rinnovabili con l'obiettivo di generare valore nel lungo periodo, trasferendo il proprio know-how 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.



8844 1/267

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

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



(*) 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.



88441/268

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



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, nonché diversi progetti nella cattura della CO₂, consentendo ad Eni di disporre di un portafoglio di attività e sinergico ai propri asset in Nord Europa



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



88441/269

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 CO₂
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 bioprodotto



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



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, Cattleman (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



8844 1/240

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



8844 1 | 27A



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 CO₂eq.

Net carbon footprint Upstream

65,6 g CO₂eq./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 HPC e lo sviluppo di tecnologie per la valorizzazione del business CCUS, tra cui il progetto Colante inserito nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comune

SDG: 7 9 12 13 16

~9.900

brevetti

€166 mln

spesa in R&D





88441/272

MILESTONE STRATEGICHE

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

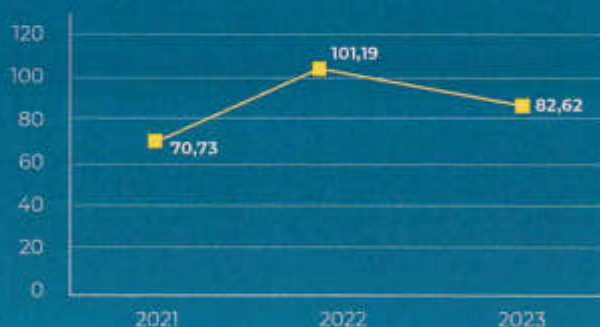
Nel corso del 2023, progredendo nella strategia di creazione di valore e di decarbonizzazione sono state finalizzate importanti acquisizioni, tra cui maggior rilievo assume Neptune, nonché definiti alcuni disinvestimenti che hanno riguardato asset non strategici. Il nostro modello satellitare distintivo ha contribuito 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 CO₂. 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

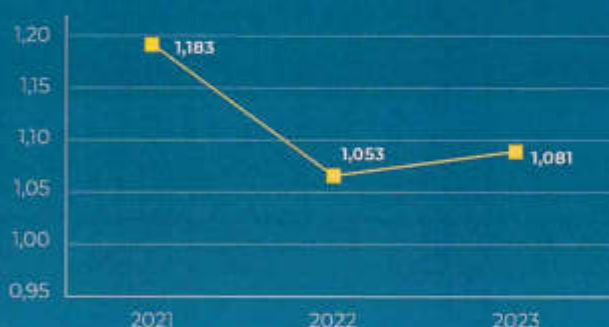
Algeria. Queste acquisizioni sono in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030;

- 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, Cattleman, (Texas), Timber Road e Blue Harvest (Ohio), con una capacità complessiva installata di circa 0,48 GW, 0,38 GW in quota Plenitude;

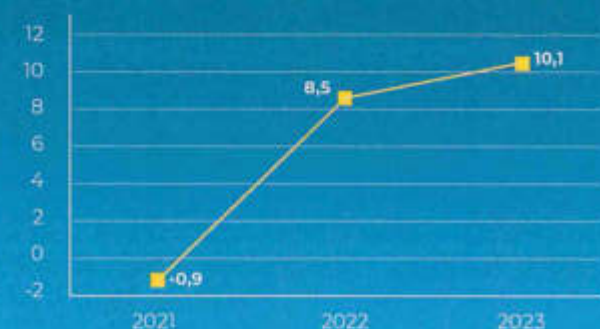
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED (\$/BL)



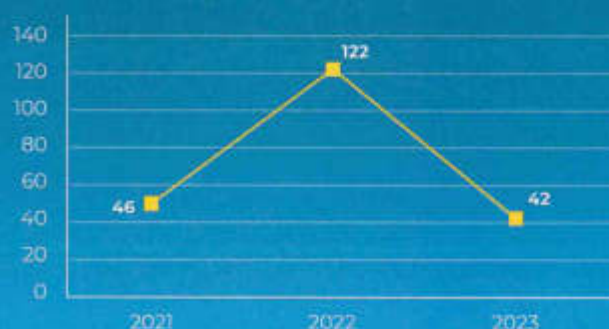
CAMBIO MEDIO EUR/USD



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



PSV (€/MWh)





8844 1 | 273

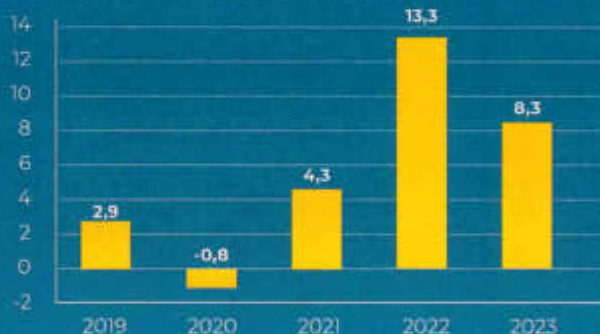
- perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario, al fine di accelerare la strategia di trasformazione e di crescita di Versalis nella chimica da fonti rinnovabili;
- concordati con Oando PLC, la principale società 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.

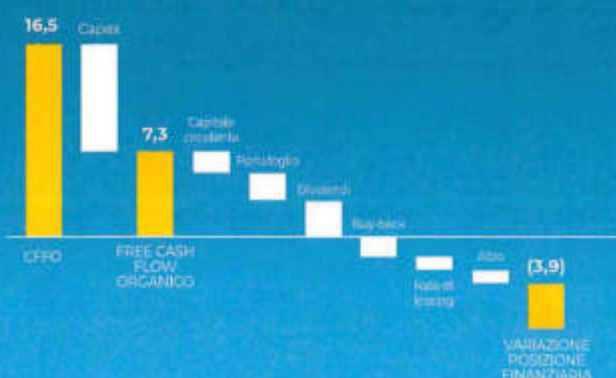
UTILE NETTO ADJUSTED (€ mld)



LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



FLUSSI FINANZIARI VARIATIONE INDEBITAMENTO (€ mld)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ mld)





88441/276

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	20.385	9.664
Exploration & Production		9.934	15.459	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		57.534	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



88441/275

CLIMA^(a)

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

		2023	2022	2021
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	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 ₂ eq./ML)	65,6	66,3	66,5
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	38,69	39,39	40,08
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,73	0,79	0,81
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	39,1	49,6	54,5

**SALUTE,
SICUREZZA
E AMBIENTE^(a)**

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

		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 spili (>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

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)	(\$/boe)	14,5	9,8	4,8
Opex per boe ^(a)		8,6	8,4	7,5
Finding & Development cost per boe ^(a)		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 ^(a)	(%)	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.



88441/276

Attività di stakeholder engagement

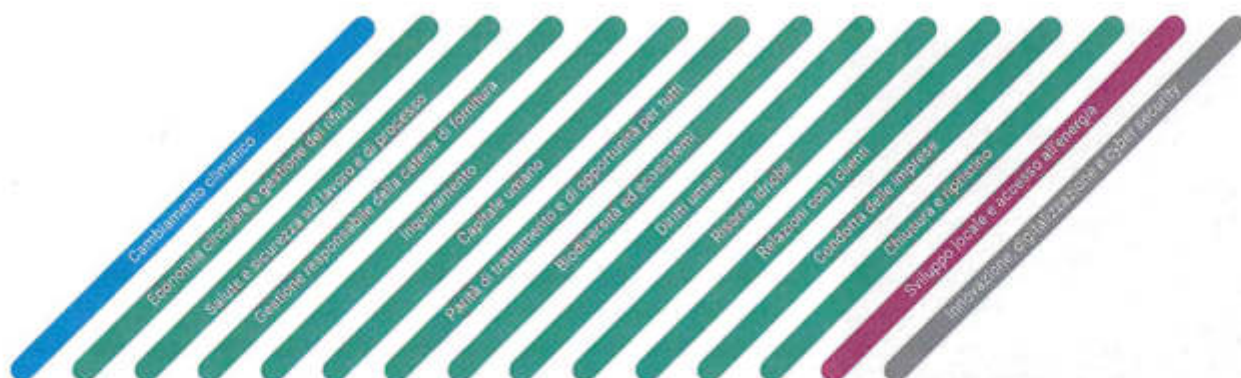
Il coinvolgimento degli stakeholder è per Eni un tema centrale per perseguire una transizione equa e giusta, poiché tale partecipazione aiuta a massimizzare la creazione di valore di lungo periodo riducendo al contempo i rischi di impresa. Anche in linea con il Codice Etico, Eni intrattiene rapporti 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 economico-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



8844 1/277



TEMI RILEVANTI

●	●	●		●	●				●
●		●	●	●		●	●		
			●	●	●	●		●	●
●		●		●	●	●		●	
●		●		●	●	●		●	
●	●			●			●		●
●	●			●	●		●		●
●	●	●	●					●	●
●	●				●	●		●	●

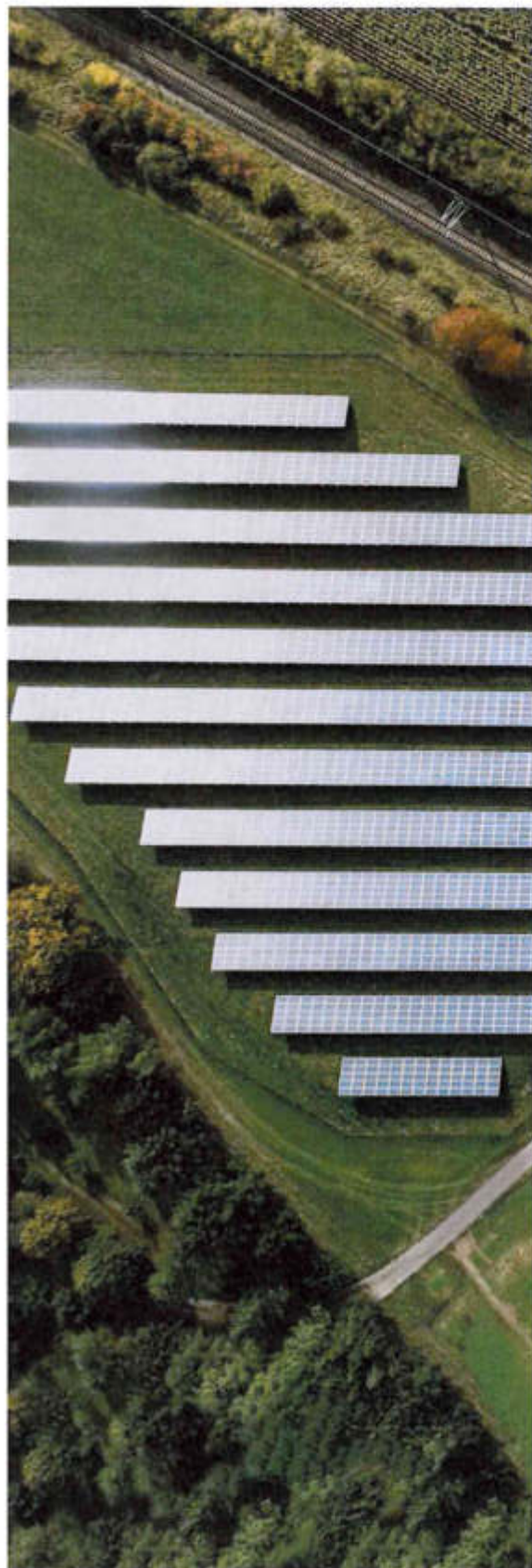
NUMERI DELL'ANNO

- ~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



8844 1/218

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%.



8844 1/279

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-unscheduled è di circa 3 GigaTon. Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO₂ 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.



8844 1/280

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.



8844 1(28)

ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG¹

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 $\leq 0,40$ 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.



8844 1/282

Risk Management Integrato

IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

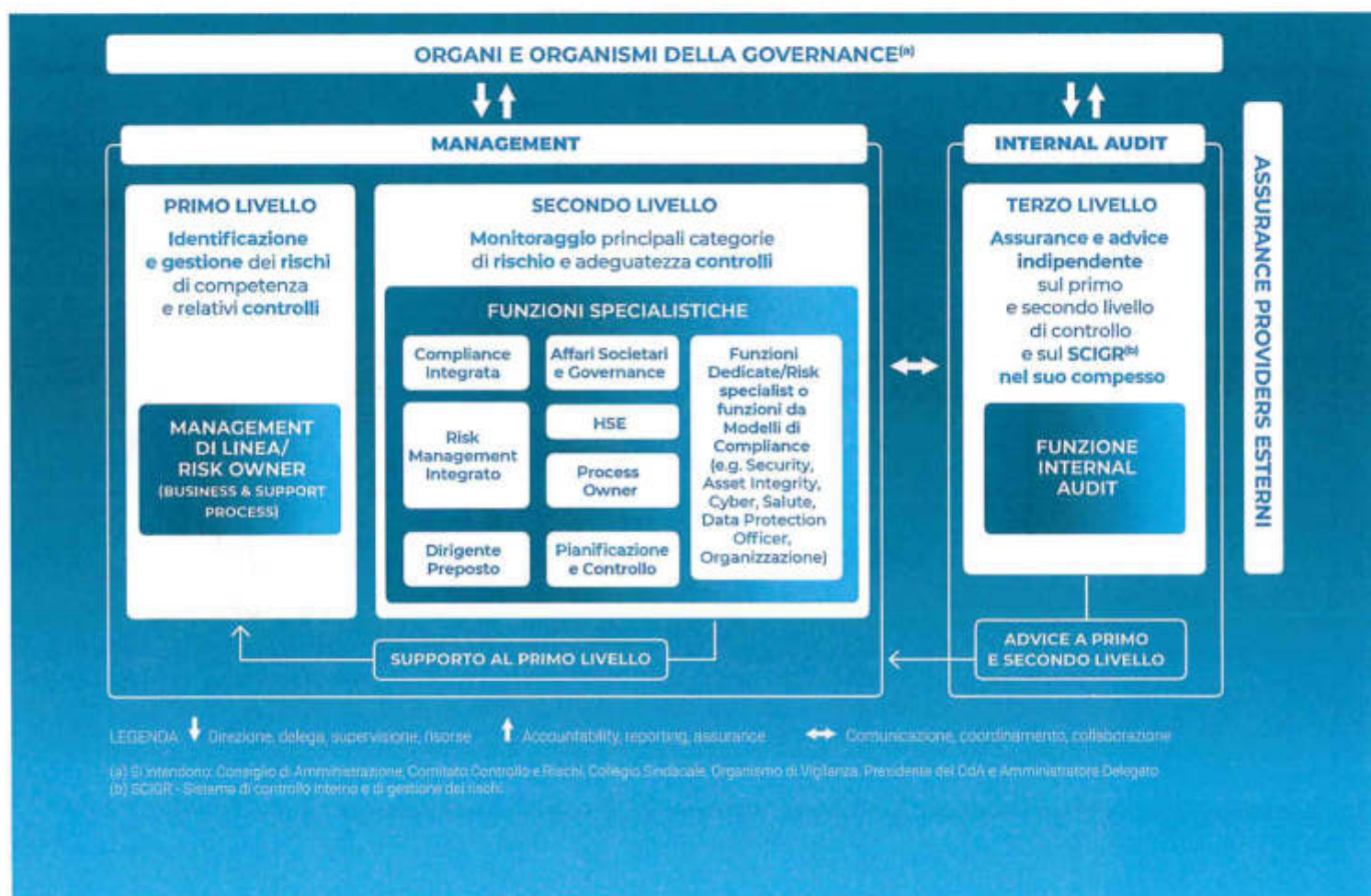
Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata,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





8844 1/283

RMI - RISK MANAGEMENT INTEGRATO



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.



8844 1/284

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 securizzazione dei ricavi attraverso la partecipazione alle aste e la stipula di Purchase Power Agreement.

CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contrazione domanda/contexto 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.





88441/285

**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 sul 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 rischio 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.





8844 1/286

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
ENERGYPRINCIPALI
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
LOCALIPRINCIPALI
EVENTI
DI RISCHIO

Rapporti con gli stakeholder locali del settore energy.

AZIONI DI
TRATTAMENTO

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





88441/287

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
SECURITYPRINCIPALI
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
HSEPRINCIPALI
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.





8844 1/288

Governance



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

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

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance¹ ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

A partire dal 1° gennaio 2021 Eni applica le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance 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.



88441/289

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 (7² 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.



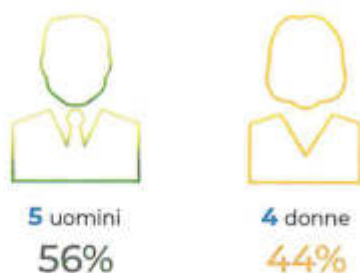
(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia, e ai sensi del Codice di Corporate Governance.



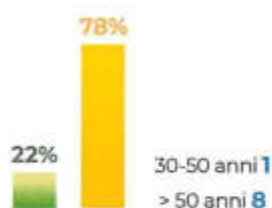
88441/290

COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

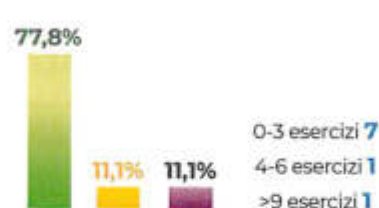
DIVERSITÀ DI GENERE



LISTA DI PROVENIENZA

INDIPENDENZA^(a)FASCE DI ETÀ^(b)

TENURE



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

(b) Dati al 31 dicembre 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 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.

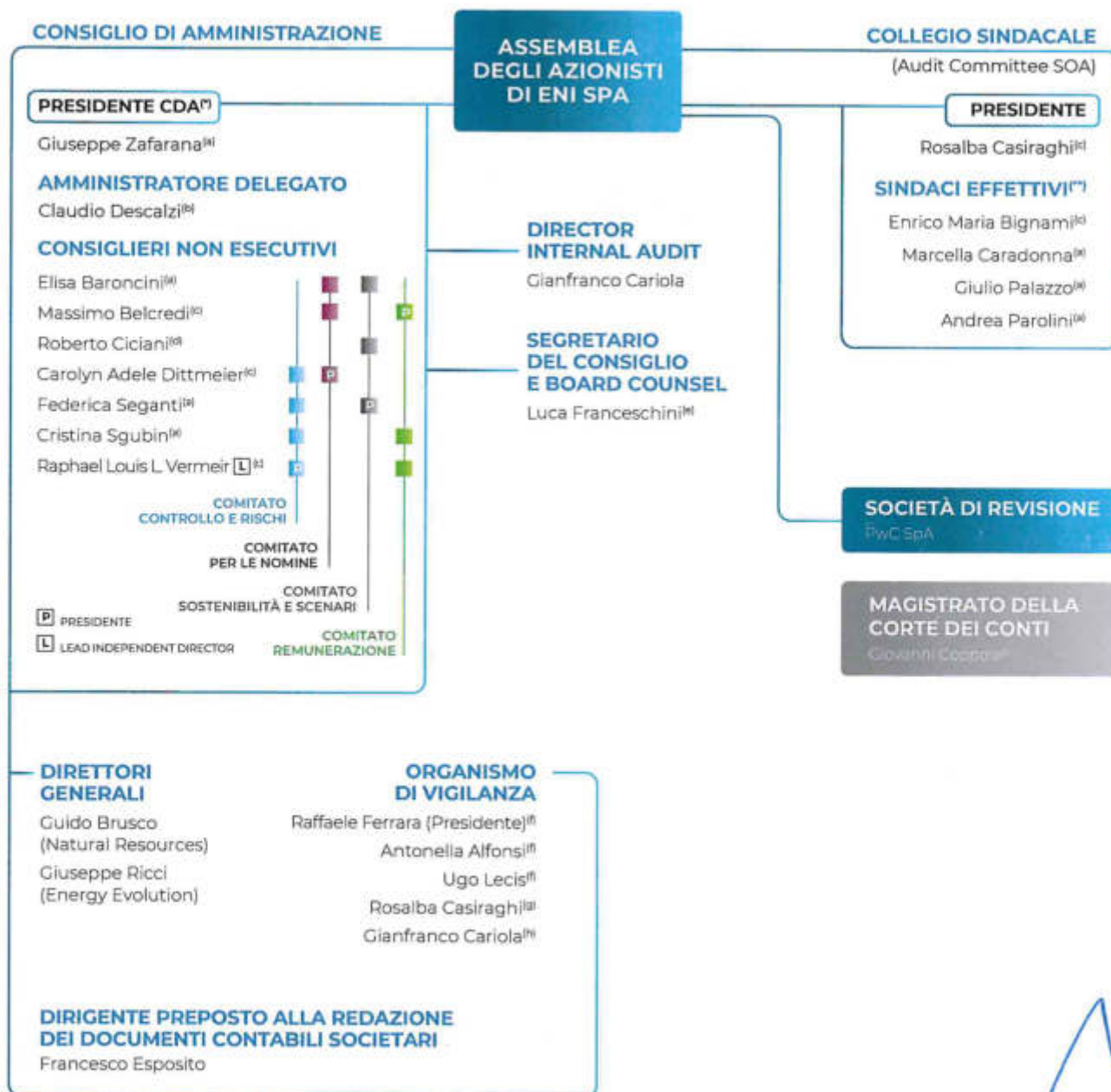
(5) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel, allegato al Regolamento del Consiglio di Amministrazione, è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.



8844 1/292

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 Arriguoci.

(*) Non esecutivo.

(**) Sindaci supplenti:

- Giulia De Martino, eletta dalla lista di maggioranza;

- Giovanna Villa, eletta dalla lista di minoranza.

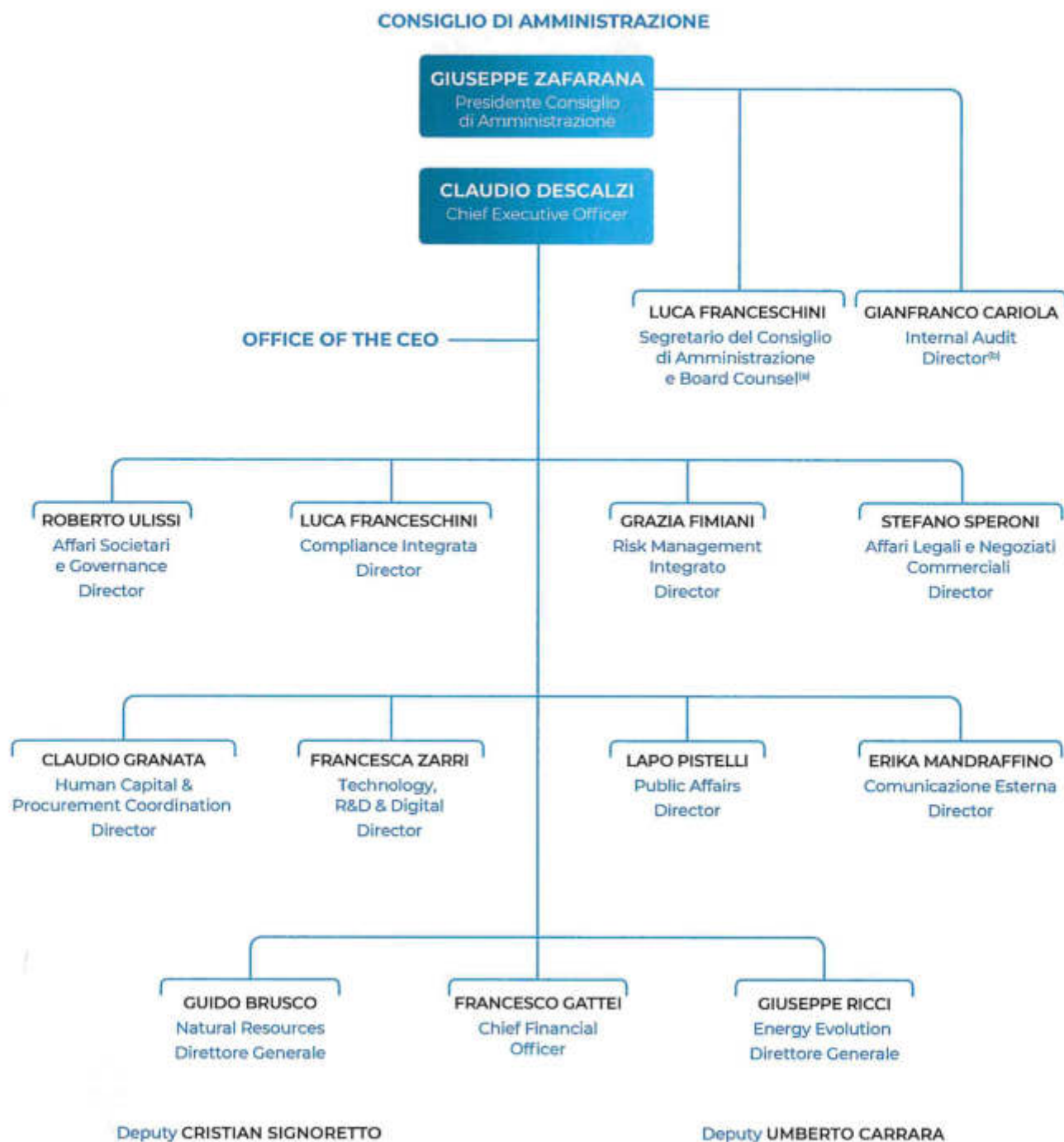




88441/292

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.



8844 1/203

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, sostenibilità⁶, 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; (iii) 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; (iv) 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.



8844 1/294

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.



8844 1/295

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 (UNGPs) 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.



88441/296

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'adeguatezza 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 ESG⁹.

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 Governance¹⁰, 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 Società¹¹.

(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.



8844 1/297

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 stessa¹². I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹³

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.





8844 1/298

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 societario¹⁴.

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 In-

formazioni 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 consigliere 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 consigliere, 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.



88441/299

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.





8843 1/300

NATURAL RESOURCES

ANDAMENTO OPERATIVO

Exploration & Production

Global Gas & LNG Portfolio

CCUS, iniziative di carbon offset
e agri-feedstock





88441/304





88441/302

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





8844 1/303

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 ^{(b)(d)}		26,3	24,3	20,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		59,35	73,98	51,49
Produzione di idrocarburi ^(e)	(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 ₂ eq.)	22,92	21,50	22,30
Intensità emissiva di metano ^(a) (m ³ CH 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) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	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 evidenzia 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%).



884411304

- 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.
- 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 Yatzi nel prospecto esplorativo del Blocco 7 (Eni operatore con il 45%), nell'offshore del Messico, nel Bacino Sureste. Yatzi 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).

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:



SVILUPPO

88441/305

- 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 CO₂ (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 traghettare 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 CO₂ 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).





8844 1/306

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 vigore¹; 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 Valuation 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 valutazione² 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, Société Générale de Surveillance e Sproule.



88.44 1/307

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 Eni³. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2023⁴ 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 2023⁵. 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:

	(mil 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
Portafoglio		(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 Halil 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 organico⁶ 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 dello 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.



88441/308

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

	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)
Società consolidate	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	3.783	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	71	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	287	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



88441/309

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 avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (ii) in 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.



88441/310

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

	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)
Società consolidate	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	0,9	6	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 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 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.



88441311

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	282
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.



8844 1/312

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 natu-

rale 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)

	(numero)	2023			
		Petrolio		Gas naturale	
		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	268,0	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

	(numero)	2023		2022		2021		Pozzi in progress ^(b)	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	2023 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 giustificare il completamento.



88441/313

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

(numero)	2023		Pozzi completati ^(a)		2021		Pozzi in progress	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	2023 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.

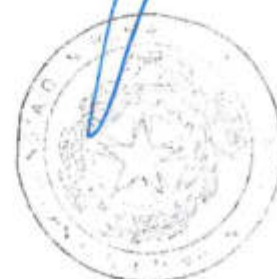
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

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.





8844 1/314

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	7.396	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) Chilonetri 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.



88441315

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 PetroJunin (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	Vai d'Agri (61%)
			Sicilia	Gela (100%), Tresauco (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%), Meleha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Tamsah (Tuna, Tamsah e Denise - 50%), Southwest Meleha (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%), Ikalo (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 ^(d) (1992)		Operati ^(e)	Karachaganak	(29,25%)
		Non operati	Kashagan	(16,81%)
RESTO DELL'ASIA	Indonesia (2001)	Operati	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)	
	Iraq (2009)	Non operati ^(f)	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 (coincident operating company), non soggetto al controllo Eni.

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



88441/316

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



8844 1/317

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 aggiuntivi, 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.



8844 1/318

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 CO₂ 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).



88441/319

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, Hula 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 aggiuntive sono stati assegnati e le attività di perforazione e completamento dei pozzi aggiuntivi 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



8844 1/320

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 NAOCL 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 ripristino 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 NAOCL 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.



88441 | 321

L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO₂ (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 guardare 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 triloni 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 aggiuntivi 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-Bardjajia 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 Tecoaali. 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.





8844 1/322

Global Gas & LNG Portfolio

€3,4 mldEBIT proforma adjusted,
risultato record**50,51 mld mc**

vendite di gas naturale

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

**garantite forniture
stabili e affidabili
di gas naturale
ai mercati europei**





88441/323

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 ₂ eq.)	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 CO₂eq. 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;





8844 1/324

- 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 Jangekrik 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 Transigaz 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.



8844 1/325

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)





88441/326

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)
VENDETE 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)



88441/327

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 commercializ-

zazione 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).





8844 1/328

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





88441/329

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che riguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. 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 CO₂, 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 grossa di reiniezione di CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ di circa 4 milioni di tonnellate/anno entro il 2030 per abbattere le emissioni di CO₂ provenienti sia da siti Eni sia da soggetti terzi. La riconversione a siti di stoccaggio di CO₂ dei giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico e il riutilizzo di una parte delle infrastrutture esistenti, permetteranno di offrire costi di stoccaggio CO₂ 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 CO₂ nell'ambito del progetto integrato Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean CO₂ Network, sviluppato in collaborazione con Air Liquide. Il progetto Callisto prevede lo stoccaggio nell'hub CCS di Ravenna della CO₂ proveniente da aree indu-

striali 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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.



8844 1/330

Il progetto Bacton Thames Net Zero, che prevede lo stoccaggio di CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 obiettivi raggiunti nel corso del 2023 nell'ambito di tali iniziative: (i) in Kenya, è stato inaugurato un secondo agri-hub che permette di raggiungere 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.



88441/33A

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 CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂.

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 province 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 province 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.





8844 1/332

ENERGY EVOLUTION

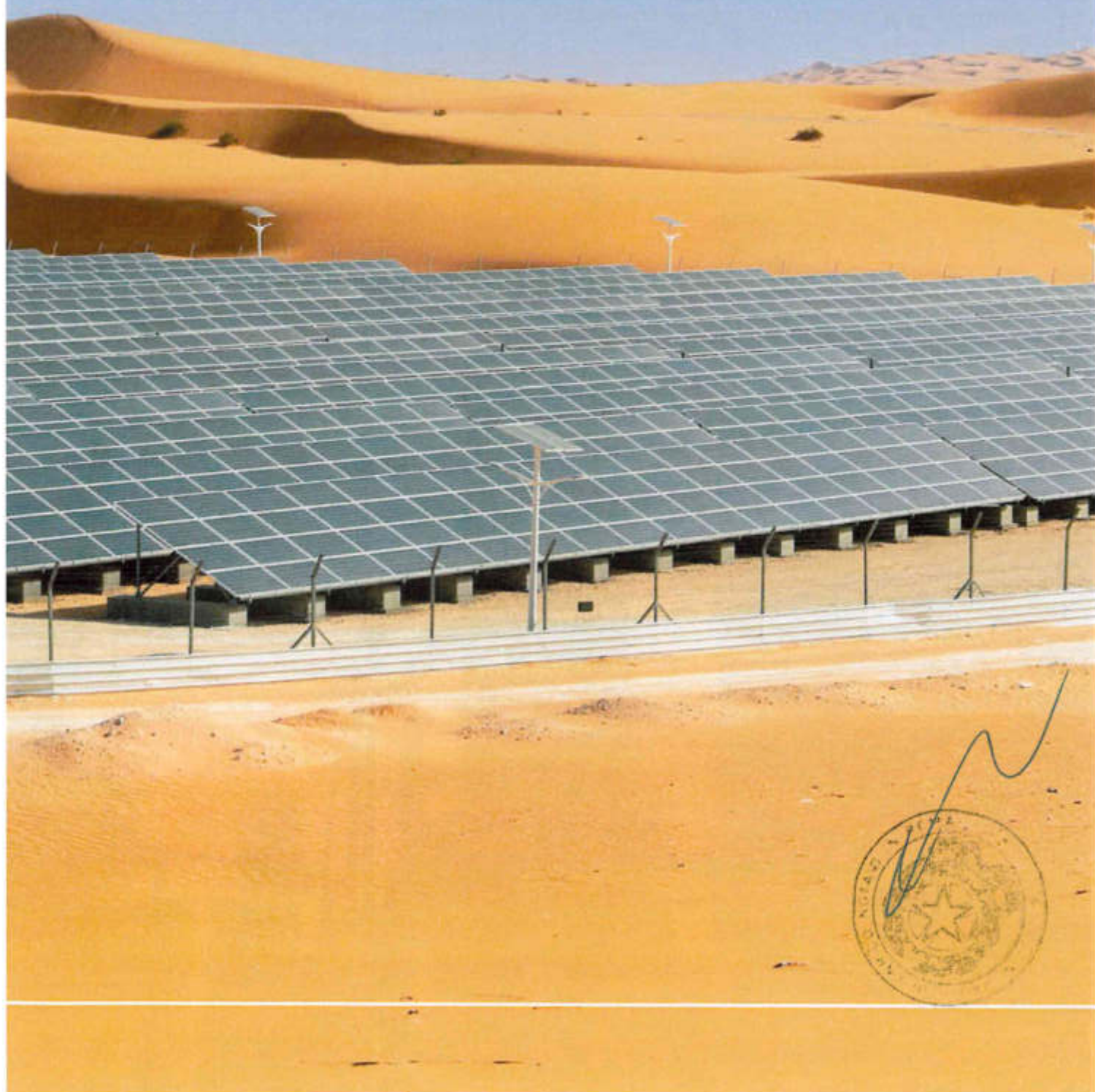
ANDAMENTO OPERATIVO

Enilive, Refining e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali





8844 1/333





8844 1/334

Enilive, Refining e Chimica

€1,0 mldEBIT 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**



88441/335

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 ₂ eq.)	5,69	6,00	6,72
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./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.



8844 1/336

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 CO₂ 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.



884 / 1 / 337

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 CO₂ (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 raggiungere 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 bioprodotto 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 costi di trasporto, i consumi e le perdite.



8844 1/338

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	3,85	(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



88441339

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
Petrochimica		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	9,8
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)



8844 1/340

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 Petrochimica (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%.

88441/342





8844 1/342

Plenitude & Power

3 GWcapacità 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





88441/363

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 ₂ eq.)	9,36	9,76	10,03
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower) ^(a)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	389,0	392,9	379,6

(a) Dove 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 asset 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.



8844 1/344

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 Kaz-MunayGas (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 Kazakistan, 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;



8844 1/365

• 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%).



88441/346

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



88441/347

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, Ferrara Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Boigiano. 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 inviata rispetto a quella programmata).





88441/368

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





88441/369

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 presentato l'istanza PAUR per realizzare un impianto per l'essiccazione 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.





88441/350

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.



88441/352

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 ambientali, 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 distinte 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.

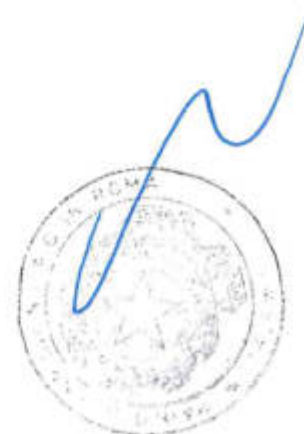
A ottobre 2023 Eni Rewind ha partecipato in RTI in qualità di mandataria con altre primarie aziende del settore al bando relativo alla Messa in Sicurezza Permanente della Discarica Malagrotta di Roma, il più grande sito di conferimento rifiuti localizzato in Europa.

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.





8844 1/352

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.



88441 | 353

	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)
TTI ^(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 del business della Chimica, a cau-

sa 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)	(52,0)

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

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

no 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)



88441/354

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 valutarie:

- 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 decommissioning 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.



88441/355

(€ 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)	(37,4)
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.





88441/356

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 geo-

grafie 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	2.868	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 approv-

vigionati (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.



8844 1/357

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	247	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 avvisi 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.





8844 1/358

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".



88441/359

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

loro 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 ATTIVITÀ¹

EXPLORATION & PRODUCTION²

(€ 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: Vllr Energi	454	957	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 ^(a)	482	385	364	97	26,2	
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 del business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della CO₂ 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.



8844 1/360

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, man-

tenendo 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.



88441/364

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 Lic	(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.

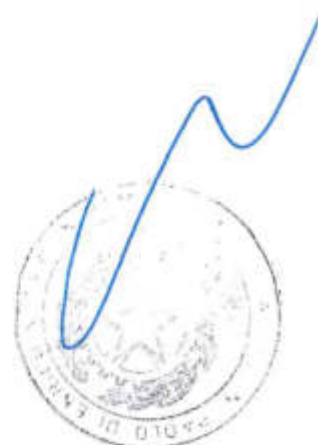
Il business **Refining** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €441 milioni nell'esercizio 2023 che si confronta con un utile di €1.511 milioni nell'anno 2022, negativamente influenzato dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai crack spread dei prodotti, in parte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





88441/362

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 for-

niscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment). Inoltre, a partire dal quarto trimestre 2023, i risultati del business Cattura, Stoccaggio e Utilizzo della CO₂ 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.



88441363

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO^(a)

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

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

	(€ milioni)	31 dicembre 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'obbligazione		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
COBERTURE		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).



88441/364

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).



88441/365

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

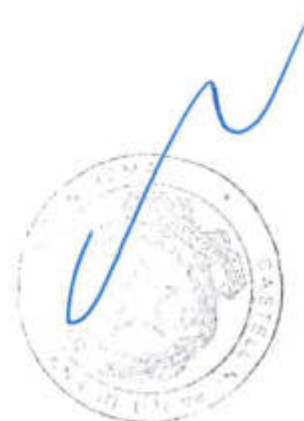
solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

	(€ 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 **leverage³** – 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.



88441/366

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)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- 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".



88441/367

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).



8844 1/368

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.



8844 1/369

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresenta-

ti 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'accrescimento 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-



8844 1/370

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.



8844 1/372

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

2023	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enliven, Refining & Chimica	Plentitude & 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.





8844 1/372

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

2022	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enlives, Refining & 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	902	1.914	397	(767)	(4)	13.356
di competenza:								
- Interessenze di terzi								55
- azionisti Eni								13.301
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								13.301
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.



88441/373

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

2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enliven, Refining & Chimica	Plentitude & 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 ^(b)		681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(c)		(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 Enliven, Refining e Chimica		555	1.929	(1.374)	(71)
Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti ^(c)		404	516	(112)	(22)
Utile operativo proforma adjusted Enliven, 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 Ltd.



88441/374

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

		31 dicembre 2023		31 dicembre 2022	
	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			55.299		56.332
Dritto 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)		(10.527)
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		(36)		(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.



88441 | 375

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2023		2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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)		(850)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(209)		92	
- 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



88441/376

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	(€ milioni)	2023		2022	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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 (rimborso) 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



8844 1/377

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.

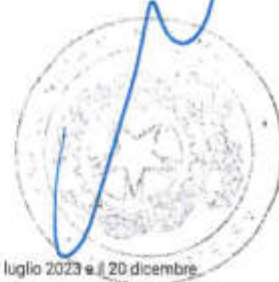
I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati:

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.



8844 1/378

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



8844 1/379

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

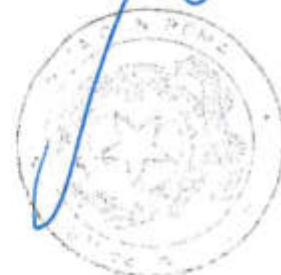
	(€ milioni)	2023	2022	2021	Var. ass.
Dividendi		3.691	2.336	6.006	1.355
Plusvalenze nette da vendite		373	214	21	159
Plusvalenze da conferimento			2.006		(2.006)
Altri proventi		432	1.238	2.281	(806)
Totale proventi		4.496	5.794	8.308	(1.298)
Svalutazioni e perdite		(2.214)	(2.023)	(1.390)	(191)
		2.282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





88441/380

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO⁵

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 IFRS 16		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.



88441(382

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)	(7.629)	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 IFRS 16	29.690	14.874	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 (€2.977 milioni);

(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).





88441/382

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO*

	(€ milioni)	2023	2022	Var. ass.
Utile netto		3.272	5.403	(2.131)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- 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.



88441/303

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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2023		31 dicembre 2022	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	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			51.819		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		7.805	
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



88441/384

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale	2023		2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
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)	



8844 1/385

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/ riclassifiche delle voci dello schema legale	2023		2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
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 (rimborso) 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

